

【表紙】  
【提出書類】 有価証券報告書  
【根拠条文】 金融商品取引法第24条第1項  
【提出先】 関東財務局長  
【提出日】 平成30年6月29日  
【事業年度】 第2017年度（自 平成29年1月1日 至 平成29年12月31日）  
【会社名】 フランス電力  
(Electricité de France)  
【代表者の役職氏名】 会長兼最高経営責任者 ジャン・ベルナール・レヴィ  
(Jean-Bernard Lévy, Chairman and Chief Executive Officer)  
【本店の所在の場所】 フランス パリ市 75008 ワグラム通り 22番地30  
(22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris, France)  
【代理人の氏名又は名称】 弁護士 柴田 弘 典  
【代理人の住所又は所在地】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号  
大手町パークビルディング  
アンダーソン・毛利・友常法律事務所  
【電話番号】 東京(03)6775-1039  
【事務連絡者氏名】 弁護士 金 村 直 弥  
同 生 島 芙 美  
同 足 立 理  
【連絡場所】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号  
大手町パークビルディング  
アンダーソン・毛利・友常法律事務所  
【電話番号】 東京(03)6775-1323  
【縦覧に供する場所】 該当なし

注(1) 本文中、別段の表示のない限り、すべて、「EDF」、「当社」および「会社」と表示されたものは、親会社であるフランス電力を意味し、「EDFグループ」、「当グループ」および「グループ」は、フランス電力ならびにその子会社および関連会社を意味する。

(2) 本文中、別段の表示のない限り、すべて、ユーロまたは€と表示されたものは欧州通貨ユーロを、ドル、米ドルまたは\$と表示されたものはアメリカ合衆国ドルを意味する。

ユーロから日本円への換算は、2018年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行によるユーロの日本円に対する対顧客電信売買相場の仲値である1ユーロ=126.73円により計算されている。

(3) 本書における「AMF」への言及はすべて、フランス金融市場監督局 (*Autorité des Marchés Financiers*) を指す。

(4) フランス電力の事業年度は暦年である。

(5) 本書の表で計数が四捨五入されている場合、合計は計算の総和と必ずしも一致しない。「n.a.」、「n/a」および「N/A」は、「該当なし」を意味する。

(6) 本書において、別段の記載がある場合を除き、下記の用語は下記の意味を有する。

|                  |                                                                                                                                                                                                                                                     |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 放射性廃棄物管理庁（ANDRA） | フランスにおいて放射性廃棄物は、1991年12月30日付フランス法により商工業公益機関として設立された放射性廃棄物管理庁（ANDRA）に管理される。                                                                                                                                                                          |
| 原子力安全当局（ASN）     | フランス政府に代わり、原子力安全当局（ASN）は、労働者、患者、一般市民および環境を原子力使用に関連して生じるリスクから保護するため、フランス国内の原子力の安全性と放射線防護を監督している。原子力安全当局は、とりわけ、フランス国内での原子力施設の外部からの管理に関する責務を有する。ASNは、300名超の職員からなる独立した監督機関である。国レベルでは、ASNは、原子力安全および放射線防護総局（DGSNR）により代表されている。                             |
| 集合体燃料            | 核燃料は264本の燃料棒の配列からなる集合体の形をとっており、管と格子で構成される剛構造の形式で固定されている。各燃料棒は、燃料を構成する酸化ウランペレットが蓄積される防水のジルコニウム管により構成されている。この集合体は、原子炉の炉心を形成するために（1,500MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）、原子炉容器と隣り合わせに搭載されている。運転中には、これらの集合体の間を下から上まで通っている一次冷却水が接触によって熱せられ、このエネルギーを蒸気発電機へ運搬する。 |
| バランス・メカニズム       | 2003年4月1日にRTEによって作成され、需要と供給に不均衡が生じた際には予備電力が使用可能となるメカニズム。                                                                                                                                                                                            |
| ベクレル（Bq）         | 放射能測定の国際的な法的単位。ベクレル（Bq）は、1壊変毎秒に相当する。かかる単位で表される放射能は非常に小さいため、MBq（メガベクレルまたは百万ベクレル）およびGBq（ギガベクレルまたは十億ベクレル）のようにその倍数が用いられる。                                                                                                                               |

|                 |                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| コジェネレーション       | 電力と熱の併合生産のための発電技術。コジェネレーションの長所は、従来の電力発電の過程では失われていた燃料によって生産される熱を捕捉することができる点である。また、このプロセスにより、同一の設備で、企業用顧客と地方自治体の両者に対しての暖房（温水または蒸気）および電力需要に対応することができる。このシステムは発電過程のエネルギー効率を上げ、平均で燃料消費を20%削減することが可能である。                                         |
| コンバインド・サイクル・ガス  | 天然ガス火力発電所で電力を生成する最新技術。コンバインド・サイクルは、1つ以上の燃焼タービンと蒸気タービンから構成され、発電量を向上させる。合成ガスは燃焼タービンへと運ばれ、電力と超高温の排出ガス（排出物）を生成する。排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成する。蒸気の一部が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。                                                                         |
| 輻輳              | 国内の送電網を繋ぐ相互接続が、相互接続および／または関係する国内の送電網の容量不足に起因して、市場オペレーターが要求する国際的取引の物理的フローのすべてを吸収できない状況。                                                                                                                                                     |
| エネルギー規制委員会（CRE） | フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は電気およびガス市場が適切に機能するよう保証するため2000年3月30日に設立された。CREは、独立した機関としてフランスのエネルギー市場の開放を統制する。CREは、すべての発電業者と有資格顧客が平等に電力網に対しアクセスできるよう保証する。管轄権内において、当委員会は監視、認可およびすべての紛争の解決を行い、また必要な場合に制裁措置を課す。CREの権限の詳細は「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。 |
| 中断可能性           | 顧客が補償と引換えに電力を自発的に削減すること。消費量が少ない施設を集約したことにより削減された場合には、「拡散」と呼ばれる。                                                                                                                                                                            |

|      |                                                                                                                                                                                                                                                           |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 配電網  | 送電網の下流部分で、低・中電圧配電網は、最終顧客（住宅用顧客、地方当局、中小企業および地方自治体等）への供給を担う。                                                                                                                                                                                                |
| 電力供給 | <p>電力需要は4種の消費に分類される。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・「基本」（または「リボン」）供給は1年間を通して発電および消費される電力をいう。</li><li>・「準基本」供給は、冬季の間、発電および消費される電力をいう。</li><li>・「ピーク」供給は、1年の間で、電力発電または供給量の需要が著しく高い時にこれに応じて行う供給をいう。</li><li>・「レース」供給は「リボン」供給への補充供給である。</li></ul> |
| 濃縮   | 元素の核分裂性含有量が増量される処理をいう。天然の状態のウランは0.7%のウラン235（核分裂性）および99.3%のウラン238（非核分裂性）で構成される。加圧水型原子炉内での効率的使用を可能にするため、ウラン235の比率を約4%まで高める。                                                                                                                                 |



|             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 濃縮ウラン       | 唯一の核分裂性物質である同位元素235の含有量を、天然の低いレベル（0.7%）から加圧水型原子炉燃料用に約4%にまで増加させたウラン。                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| バランス責任企業    | RTEが、バランス責任企業によって結集される利用者のポートフォリオの実際の消費量および生産量と予想との間の不足分を調達する契約を結ぶ企業体。バランス責任企業は、過剰供給と過少供給の間の種々の差から生じる潜在的損失を補償する保険会社の役割を果たす。                                                                                                                                                                                                                             |
| 再濃縮ウラン（ERU） | 原子炉で使用するには、核分裂性ウランを天然の状態より多く含んでいる場合であっても、再処理ウラン（RepU）をさらに濃縮する必要がある。そのため再濃縮ウラン（ERU）と呼ばれる。                                                                                                                                                                                                                                                                |
| EPR         | 欧州加圧水型原子炉。第3世代と呼ばれる現在建設中の最新原子炉世代であり、独仏間の協力により誕生し、高度な安全、環境および技術的パフォーマンスを提供する。                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| フッ素化（転換）    | 「転換」とも呼ばれる。フッ素化により、ウラン化合物の精製および六フッ化ウラン（UF <sub>6</sub> ）への転換が可能となり、その結果、現在の技術を用いてそれらの濃縮が可能となる。                                                                                                                                                                                                                                                          |
| 燃料サイクル      | <p>核燃料サイクルは、フランスおよびフランス国外における産業運転のすべてを包括し、これにより原子炉内でエネルギーを発生させるための燃料供給、ならびにその後の燃料の取出しおよび処理が可能となる。このサイクルは3段階に分類される。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・上流部門：ウラン鉱からの濃縮加工、転換、濃縮、燃料生産（2年超の工程を要する。）</li><li>・主要サイクルで、原子炉内での燃料使用にあたる過程：受領、搭載、運転、排出（これは、3～5年の工程を要する。）</li><li>・下流部門：プール貯蔵、原子炉内の使用済燃料の再利用可能な原料への再処理、高レベル放射性廃棄物のガラス固化、貯蔵前の一時保存</li></ul> |
| 温室効果ガス      | 大気圏において太陽放射の一部を保持するガス。人間の活動（人為的なガス排出）に起因するかかるガスの排出増加は、地球の平均気温を上昇させ、気候変動に重大な影響を与えている。京都議定書は、二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）、メタン（CH <sub>4</sub> ）、亜酸化窒素（N <sub>2</sub> O）、ハイドロフルオロカーボン（HFC）、ペルフルオロカーボン（PFC）、六フッ化硫黄（SF <sub>6</sub> ）および三フッ化窒素（NF <sub>3</sub> ）（2013年より）を主な7種類の温室効果ガスとして対象としている。                                                                 |

|                          |                                                                                                                                                                                     |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| IAEA                     | ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。                                                                                                                                                          |
| 相互接続                     | ある国の送電網を近隣諸国との間で連結させ、他国とのエネルギー交換を行うことを可能にする電力送電基幹施設をいう。                                                                                                                             |
| 中間貯蔵                     | 放射性廃棄物管理プロセスの中間段階。廃棄物管理プロセスのその後の段階で回収することを目的として、施設に廃棄物容器を収容し、一定期間、人や周囲の環境と接触しないように確実に隔離することを含む。中間貯蔵施設は、かかる廃棄物の生産者（EDF、AREVA NC（旧COGEMA）およびCEA）によって設計、建設および管理され、廃棄物の調整が行われる地域の近傍にある。 |
| LDC                      | フランスの地方配電会社。地方配電会社は、独占区域において最終顧客に電力を販売および配電する。                                                                                                                                      |
| 液化天然ガス（LNG）              | －162℃に冷却することで液化し、容積が600分の1に縮小された天然ガス。                                                                                                                                               |
| 人・シーベルト                  | 集団積算線量を表す単位。人・シーベルトは、1,000人が1 mSv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。                                                                                                                        |
| 測定                       | 電力網接続のある地点で、送電または配電中の電力量（出力、周波数、有効エネルギーおよび無効エネルギー）の記録を可能にするシステム。                                                                                                                    |
| メガワット・メガワット時<br>（MW/MWh） | MWhは、設備発電エネルギーの単位で、設備出力（MWで表す。）に運転時間を掛けたものに等しい。<br>1 MW＝1,000キロワット＝1 百万ワット<br>1 MWh＝1 時間で1 MW出力＝1 メガワット／時<br>1 GW＝1,000MW＝1 十億ワット<br>1 TW＝1,000GW                                   |

|                        |                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 累積削減メガワット時 (MWh cumac) | 累積削減メガワット時は、エネルギー証書の計測単位であり、稼働期間中の累積エネルギー節約量の合計に当たる。                                                                                                                                                                                                                |
| 非相互接続地域                | フランス都市部と接続されていないフランスの地域（コルシカおよび海外県）。                                                                                                                                                                                                                                |
| 原子力の安全性                | 原子力の安全性を確保するための対策は、事故リスクを防止し、事故の影響を制限するためのあらゆる技術的、組織的および人的対策を含み、これらの対策は、原子力発電所の存続期間のすべての段階（発電所の設計から操業、最終的には廃炉まで）において行われている。                                                                                                                                         |
| 原子力発電機                 | 原子力ボイラーとタービン交流発電機からなる電力発電ユニット。原子力発電機は、基本的に原子炉の種類およびタービン交流発電機の出力により構成される。EDFが所有する原子力発電所の大部分が2基または4基の発電機を有するが、中には6基有するものもある。                                                                                                                                          |
| 発電所供給力                 | 技術的に利用不可能な事態のみを考慮に入れた場合の理論上の最大発電エネルギーに対する供給可能率。稼働率（Kd）は実際の年間発電容量（または年間発電可能量）と理論上の最大年間発電容量の比率で定義される。理論上の最大発電容量は設備容量×8,760時間に等しい。Kdは、技術的に利用不可能な事態（すなわち、予定操業停止、予定外の供給停止および試運転期間）のみを考慮に入れ、発電所の工業的パフォーマンスを特性づける。フランス国内のEDFの原子力設備では、理論上の最大発電容量は553TWh（63.1GW×8,760時間）である。 |
| プルトニウム（Pu）             | 原子番号94（中性子の数）の元素。自然には発生しない同位元素（同数の電子と陽子、つまり同一の化学的性質を有するが、中性子の数は異なる原子の元素）である。核分裂性同位体、プルトニウム239は、原子炉でウラン238から生産される。                                                                                                                                                   |

|           |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 水力発電容量    | 通常の水圧状態の下での動力を用いて水力発電施設が生産することができる最大電力量。しかしながら、水力発電施設の発電量は、年ごとに水圧（降雨および降雪）に応じ変動し、時として著しく変動することもある。渇水の年には、発電指標は、20%以上基準値から変動する可能性もある。                                                                                                                 |
| 放射線防護     | 発電所における電離放射線源は、燃料そのもの、中性子束により放射化された機器（特にタンクまたは蓋といった炉心に近接するもの）および原子炉の一次回路が腐食し、一次冷却水により運ばれた粒子など様々である。人体への放射線被曝量は、線量当量によりシーベルト（Sv）で数値化される。線量測定と呼ばれる人・シーベルトで表される線量当量の合計は、すべての関係者が被曝した放射線量を示す指標として用いられている。現場当事者の動員により、電離放射線の影響から従業員を保護するパフォーマンスが継続的に向上した。 |
| 再生可能エネルギー | 初期資源を枯渇させることなく、発電されるエネルギー。水力エネルギー、風力エネルギー、太陽エネルギー、海洋エネルギー（海洋波力および潮流から得られるエネルギー）、地熱エネルギー（地下マグマの熱から得られるエネルギー）およびバイオマス（生体物質、とりわけ木材や有機廃棄物からのエネルギー）を含む。家庭廃棄物または産業廃棄物の焼却により得られるエネルギーもしばしば含まれる。                                                             |
| 再処理       | 最終廃棄物からリサイクル可能な原料（ウランおよびプルトニウム）を分別することを目的とした原子炉での照射済燃料の再処理。                                                                                                                                                                                          |

|              |                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 再処理ウラン（RepU） | 使用済燃料の再処理によって生成されるウランである再処理ウラン（RepU）は、天然ウランよりもウラン235をわずかに多く、ウラン同位体をより多く含む点で天然ウランと異なる。再処理ウランは、再利用が可能であり、RepU燃料集合体による燃料交換は原子炉で一般的に用いられる。                                                                                                                                                 |
| 系列           | 原子力分野において、1系列の発電所とは、同一の発電容量を有する原子力発電所の一群を意味する。EDFのPWRモデルは、900MW系列（各約900MWの原子炉が34基）、1,300MW系列（20基）および1,450MW系列（4基）の3系列の発電可能電力に分けられる。                                                                                                                                                    |
| STEP         | 揚水発電所（STEP）とは、一方の貯水池がもう一方の貯水池よりも高い位置にある2つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、水が汲み上げられることでタービンが電力を生産する発電所をいう。                                                                                                                                                                                           |
| 貯蔵           | 貯蔵とは、施設内に放射性廃棄物の格納容器を安置し、確実に長期管理を行う（すなわち、安全な条件下で長期リスク統制を可能にする）ことである。                                                                                                                                                                                                                   |
| システム・サービス    | システム・サービスとは、送電網事業者であるRTEと発電事業者の共同作業によって利用者（消費者または発電事業者）に提供されるサービスをいう。システム・サービスは、電力消費量と発電量との均衡を常時維持するために周波数および電圧を制御することを目的としている。RTEは、発電事業者の初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。 |
| サーム（th）      | 1 サームは1,163KWh、または4,186百万ジュールに相当する。                                                                                                                                                                                                                                                    |
| 送電網          | 発電所から配電網または直接接続している工業用地への高圧および超高圧送電網。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。                                                                                                                                                    |

|       |                                                                                                                                                                                                                                                           |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ウラン   | <p>天然の状態では、3種の主要な同位体（元素の原子が電子および陽子を同数有するため同じ化学的特性を有するが、中性子数は異なる。）を含む混合物である。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・ウラン238 99.3% 核分裂性同位体に転換可能</li><li>・ウラン235 0.7% 核分裂性</li><li>・ウラン234</li></ul> <p>ウラン235は唯一の天然核分裂性の同位体であり、エネルギー源として使用できる性質を有する。</p> |
| ガラス固化 | <p>高温でガラス板と混合することによって、高レベル廃棄物の濃縮液をガラス構造内で固定化するプロセス。</p>                                                                                                                                                                                                   |
| 廃棄物   | <p>1 MWhの電力（2世帯の月間消費量に相当）を原子力で発電すると、全種類を総合して、約11グラムの廃棄物が発生する。</p> <p>短寿命廃棄物は、全体の90%超を占めるが、放射性廃棄物をそのうちの0.1%しか含まない。放射能レベルにより、かかる廃棄物は2つの下位カテゴリー（低レベル廃棄物および極低レベル廃棄物）に分類される。</p> <p>長寿命の中レベルおよび高レベル廃棄物は少量（全体量の10%未満）しか産出されないが、放射性廃棄物の大部分（99.9%）を含む。</p>        |

## 第一部【企業情報】

### 第1【本国における法制等の概要】

#### 1【会社制度等の概要】

##### (1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

EDFは、1946年4月8日付フランス法第46-628号に従って、商工業公益企業体 (*Etablissement Public industriel et commercial*、またはEPIC) の形態で設立された。

EDFは2004年8月9日付法第2004-803号および2004年11月17日付命令第2004-1224号によって、フランスの株式会社に組織変更された。当社の存続期間は、早期解散もしくは延長の場合を除き、2004年11月19日以後の99年間に設定されている。

2004年11月20日以降、EDFは、取締役会を備えたフランスの株式会社となっている。当社は、フランス・エネルギー法または公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号ならびに当社の定款において具体的に除外されるもの以外については、商行為を営む会社に適用のある法令および規制、特にフランス商法に準拠している。

##### ① 名称および登記上の本店

当社の名称は、「フランス電力」である。当社はまた法律的には、その頭文字により単に「EDF」と呼称することができる。

当社の本店は、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に位置する。

##### ② 商業登記、APE番号

当社は、パリ市商業および法人登記所に552 081 317号により登記されている。

APE番号は、401 Eである。

##### ③ 設立

規制市場または多角的取引システムでの株式の取引が認められる株式会社の設立には、当社のようなフランス政府が大株主である会社（1983年7月26日付フランス法第83-675号第37条）を除いては、個人または法人である7人以上の発起人が存在しなければならない。

2005年11月21日以降、EDF株式は、金融商品市場に関する2014年5月15日付欧州議会および欧州理事会指令2014/65/ECの目的上の規制市場であるユーロネクスト・パリに上場している。2017年12月31日現在、フランス政府により2,444,361,086株（資本金の83.50%およびEDFの議決権の83.60%）、機関投資家および個人投資家により444,381,189株（資本金の15.18%およびEDFの議決権の15.20%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により35,266,513株（資本金の1.20%およびEDFの議決権の1.20%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式 (*auto contrôle*) として3,430,016株（自己資本の0.12%を占め、議決権はない。）を保有している。

フランス商法上当社定款の中で規定すべき事項は、1) 目的、2) 商号、3) 発行済株式の種類、種類別の株式数およびそれらの株式資本の構成割合または名目価値、4) 資本金総額、5) 株式の形態、6) 登録された事務所、7) 会社の法的形式、8) 自然人または法人を問わず、定款に署名する者の属性、9) 会社の存続期間、10) 会社の経営組織の構成、組織および権限に関する規定、11) 利益の分配、準備金、残余財産に関する規定、12) 会社の初代経営者および監査人の氏名、13) 株式の譲渡または売買に制限がある場合に、譲受人の登録に必要な条件、14) 現物出資の内容、各現物出資の評価および各現物出資に対して発行された株式数、15) 優先株主および優先権の内容、である。

##### ④ 法律文書の閲覧

当社に関連するすべての法律文書は、適用規則に従い株主に開示されなければならないが、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に所在する当社の登記上の本店において閲覧することができる。

当社は、ユーロネクスト・パリにおける当社株式の取引の承認後、フランス金融市場監督局 (*Autorité des marchés financiers*、以下「AMF」という。) の一般規制に準拠して、年次報告書の形式で届出書類 (*Document de Référence*) を提出する。2007年4月19日に第R.07-036号として同書類 (2006年*Document de Référence*) を提出し、2008年4月14日にも第R.08-022号としてかかる届出 (2007年*Document de Référence*) を行った。さらに、2009年4月14日に第D.09-0243号として同書類 (2008年*Document de Référence*) を提出し、2009年5月15日に第D.09-0243-A01 (2008年*Document de Référence*を改訂) を提出し、2010年4月8日に第D.10-0227号 (2009年*Document de Référence*) を提出し、2011年4月18日に第D.11-0320号 (2010年

Document de Référence) を提出し、2012年4月10日に第D.12-0321号 (2011年Document de Référence) を提出し、2013年4月5日に第D.13-0304号 (2012年Document de Référence) を提出し、2014年4月8日に第D.14-0312号 (2013年Document de Référence) を提出し、2015年4月14日に第D.15-0344号 (2014年Document de Référence) を提出し、2016年4月29日に第D.16-0448号 (2015年Document de Référence) を提出し、2017年3月6日に第D.17-0125号 (2016年Document de Référence) を提出し、また2018年3月15日に第D.18-0133号 (2017年Document de Référence) を提出した。かかる年次報告書には、本書の開示前各2事業年度の当社および子会社の財務書類記録が含まれる。さらにEDFは、公開会計項目ならびに当社の組織、事業、リスク、財務状態および業績に関連する新事実に関する最新情報をAMFに対し定期的に提出する場合がある。

かかる年次報告書および当社の定款 (またはそれらの複写) は、当社の登記上の本店 (パリ市75008、ワグラム通り22番地30) およびEDFのウェブサイト (www.edf.fr) において閲覧することができる。

## ⑤ 事業年度

会社の各事業年度は12か月とし、毎年1月1日に開始し12月31日に終了する。

## ⑥ 株式

株式会社の資本は、37,000ユーロ以上でなくてはならない。株式会社の資本は、株式に分割される。フランス法の下では、(当社のように) その株式が規制市場において取引されることが認められている会社の株式には譲渡制限を付すことができない。

フランス・エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、フランス政府は常に当社の株式資本の70%超を保有していなければならない。

## ⑦ 利益の分配

事業年度の収支状況を要約した損益計算書は、減価償却費、償却費および準備金を控除した後の当該事業年度の損益を示している。

事業年度の利益から必要に応じて過年度の繰越損失を差し引いたものから、法定準備金として最低5%が控除される。当該控除は、準備金が株式資本の10分の1に達した時点で行う必要がなくなる。理由の如何を問わず、法定準備金が株式資本の10分の1を割った場合、控除が再び強制的に行われる。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から、繰延損失および法律または定款による準備金への組入額を控除し、これに前期繰越留保利益を加えたもので構成される。株主総会は、これより任意の準備金勘定への配分または次期繰越しに適当とみなす金額を差し引くことができる。

さらに株主総会は控除対象の準備金の項目を明示することにより、処理可能な準備金から控除し分配する金額を決定することができる。しかしながら、配当金は当該事業年度の分配可能利益から優先的に控除される。

当社は、資本金および法律または定款により配当できない準備金の合計額を株式資本の額が下回る場合、または配当することにより下回ることが予測される場合には、減資が行われない限り、株主に対して配当を行うことはできない。再評価による差額を分配することはできない。当該差額の全部または一部は、株式資本に組み入れられる。

損失が生じた場合、かかる損失は消滅するまでその後の事業年度の利益から差し引くためまたは減資により消滅させるために、特別勘定に計上される。

株主総会で決議された配当金の支払方法は、株主総会または同総会でこれを行わない場合は取締役会により決定される。また、配当の支払は裁判所の許可により延長される場合を除き、事業年度終了後最長でも9か月以内に行われなければならない。

事業年度中または事業年度末に作成され、監査人により監査された貸借対照表において、前事業年度終了以降、必要な減価償却費、償却費および引当金を設定し、繰越損失 (もしあれば) および法律または定款に従って準備金に組み入れられる金額を控除し、かつ次期繰越利益額を考慮に入れた上で、当社がなお利益を得た場合には、法定の条件に従い、当該事業年度の財務書類の承認前に中間配当の支払を行うことができる。かかる中間配当の額は、上記で定められた利益の額を上回ってはならない。

支払日から5年以内に請求がなされなかった配当金については、受取人は権利を喪失する。

## ⑧ 株主および株主総会

(下記、「⑩ (i) 総会、参加要件、議決権」を参照。)

株主の責任は、当該株主の有する株式の引受価額を限度とする。株主は、適用される法律に別段の定めがある場合または臨時株主総会での決定がある場合を除き、当該株主の有する株式の数に応じて新株の割当てを受ける権利を有する。ただし、フ



ランス・エネルギー法第L.111-67条および当社の定款第6条第2項の規定により、フランス政府は当社の株式資本の70%超を保有していなければならない。

株主総会は、法律または定款に定められた事項を決議する株式会社の最高意思決定機関である。株主総会は、定時総会と臨時総会に分けられる。株式会社は、少なくとも毎年1回事業年度の終了時より6か月以内に定時総会を招集しなければならない。臨時総会は、必要に応じて随時招集することができる。株主総会の招集は、原則として取締役会がこれを決定する。ただし、会社が破産した際には、清算人または管財人が株主総会を招集できる場合がある。また、(i)当社の株式資本の5%以上に当たる株式を有する一人または複数の株主、(ii)緊急時における利害関係者、(iii)緊急時における労働委員会、または(iv)株式を株主名簿上少なくとも2年間保有しており、合計して当社議決権の少なくとも1%を保有する株主により構成される有効に承認された株主組合は、商事裁判所の裁判長に対して総会を招集するための代理人の選任を請求することができる。会社の法定監査人もまた総会の招集を取締役に請求することができ、もし取締役会がこれに応じない時は総会を直接招集することができる。

株主は直接株主総会に出席して議決権を行使したり、または代理人にその議決権を行使させることができる。

### 定足数

フランス商法は、議決権ある株式の少なくとも20%について、保有する株主が直接出席すること、または書面や委任状もしくは定款により規定されている場合においては(なお、当社定款においても当該規定は存在する。)テレビ会議もしくは同一性を特定できる一定の通信手段を用いることにより投票を行うことを、以下の場合における定足数充足のための要件としている。

- ・定時株主総会
- ・準備金、利益または剰余金の資本組入れによる当社株式資本の増加を決議するための臨時株主総会

その他の臨時株主総会における定足数は、上記同様の基準により、議決権ある株式の25%とされている。

株主総会において定足数が充たされない場合においては、当該株主総会は延期されることとなる。そして、延期された定時株主総会が再度開催される場合には、定足数要件は不要とされる。また、延期された臨時株主総会が準備金、利益または剰余金の資本組入れによる当社の株式資本の増加を決議することのみを目的として再度開催される場合にも、定足数要件は不要とされる。一方、それ以外の臨時株主総会が再度開催される場合において、定足数要件を充足するためには、行使可能な議決権のうち少なくとも20%を保有する株主が直接出席すること、または書面や委任状または定款により規定されている場合においてはテレビ会議もしくは同一性を特定できる一定の通信手段を用いて投票を行うことが必要とされている。定足数要件が充足されない場合には、再度招集された総会を最大2か月間延期することができる。定足数が充たされない状況下においては、株主は原則としていかなる審議も行うことはできない。ただし、延期となった株主総会の議題に関する質問についてののみは、審議を行い、決議することができる。

### 多数決

株主は単純過半数によって、定時株主総会または準備金、利益もしくは剰余金の資本組入れによる当社の株式資本の増加を決議するための臨時株主総会の決議を可決することができる。一方、その他の臨時株主総会については、株主の投票総数の3分の2以上の特別多数が要求される。

また、株主の責任を拡大する決議を行う場合においては、全会一致が要求されることになる。

直接出席または定款に規定されている通信手段もしくは委任状による代理や書面による投票により出席者とされた者が投票を棄権した場合、その者は株主投票にかけられた決議事項に対して反対票を投じたものとして計算される。

一般的に各株主は株主総会において1株につき1議決権を有している。フランス商法においては、会社が保有する自己株式または直接もしくは間接に会社の支配下にある法主体が有する株式については議決権がなく、定足数および多数決に関する計算には算入されないとされている。また、会社が数種類の株式を発行する場合には、利益の配当に関して優先権を有する優先株式について、定款をもって議決権がないものとするすることができる。

### ⑨ 取締役、取締役会および法定監査人

当社は、国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。

この枠組みにおいて、2018年3月15日現在、取締役会には、2014年8月20日付政令第2014-948号第6条IIおよび公共部門の民主化に関する1983年7月26日付フランス法第83-675号第II章第2節の規定に従い、18名(11名が株主総会で任命され、1名がフランス政府の代表者であり、6名が従業員を代表する取締役である。)が含まれている。

上記の2014年8月20日付政令第2014-948号第19条によれば、取締役会会長は、取締役会からの提案を受けて、命令により取締役の中から任命される。取締役会会長としての職務期間は取締役としての在任期間を超過してはならない。取締役会会長

は、選任の際と同条件により再任することができる。また取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は68歳を超えてはならないものとし、68歳を超える場合には、自動的に退任したものとみなされる。

取締役会の構成員の任期は4年間である。ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に選任された従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。何らかの理由で取締役会の構成員に欠員が生じた場合、その後任者は、取締役会の全員が改選されるまでの期間についてのみ職務を行う。

70歳を超える取締役の数は在職する取締役の3分の1を超えてはならない。

取締役会は会社の利益に合致する限り、法令の規定に従って、議長の通知により必要な回数開催される。

運営規定は、適用される法規定に従い、本人確認が可能でかつその有効な参加を確保する電気通信手段により取締役会に参加するすべての取締役は、定足数および多数決を算定する上で出席しているものとみなす旨を規定している。

2005年6月6日開催の定時株主総会の決議により、法定監査人が、6事業年度の期間について選任された。この期間は、2010年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会の終了時に満了した。

2011年5月24日の株主総会において、Deloitte et AssociésおよびKPMG SAの法定監査人をさらに6事業年度の期間について再任することを決定した。

2017年5月18日の株主総会において、Deloitte et AssociésおよびKPMG SAの法定監査人を、さらに2022年12月31日に終了する6事業年度の期間について再任することを決定した。

・ Deloitte et Associés、代表者：ダミアン・ルロン氏およびアントニー・マーレック氏、住所：185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly sur-Seine

・ KPMG SA、代表者：ジェイ・ニルシムルー氏およびミシェル・ピエット氏、住所：Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex

上記の指定された監査人はEDFの2017年のDocument de Référenceに記載の財務書類を証明する。

規制上の変更により、代替法定監査人を選任する必要がある旨が規定された。2017年5月18日の定時株主総会において、任期満了予定であった代替法定監査人であるBEASおよびKPMG Audit ISを再任しない旨が正式に承認された。

## ⑩ 株主総会

### (i) 総会、参加要件、議決権

株主総会は、取締役会またはこれが不可能な場合は監査人もしくは授權された者により招集される（上記、「⑧ 株主および株主総会」を参照）。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載するその他の場所において開催される。総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるものとするが、その性質および条件はフランス商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定めるものとする。かかる場合、かかる手段により総会に出席した株主は、法の要求に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主は株主総会予定日の15日前に通知を受ける。ただし、かかる通知期間は、第2回目の通知後の株主総会および延長総会については、10日間に短縮することができる。

その株式が規制市場において取引されることが認められている会社は、株主総会日の少なくとも35日前に総会開催の旨の通知(avis de réunion)をBALO(Bulletin des Annonces Légales Obligatoires)において公表しなければならない。かかる通知には特に1)会社名、必要であれば会社のロゴ、2)会社の形態、3)株式資本、4)登記上の本店、5)総会の議案、6)取締役会が株主に呈示する決議案の文言、7)会社が郵便投票の記入用紙を株主全員に送付しない場合には、かかる用紙の入手場所および条件、8)株主が株主総会において電子的な通信手段を用いて投票することが可能なウェブサイトのアドレスおよび必要に応じて質問を送ることのできる電子メールアドレスが記載される。

また、総会を招集する通知(avis de convocation)もまた、原則として総会日の15日前に、BALOにおいて公表しなければならない。議案もしくは決議案の文言に何ら変更のない場合には、総会招集通知(avis de convocation)を兼ねる総会の通知(avis de réunion)のみを公表することもできる。かかる通知はまた、上記の情報に加えて、1)会社の登録番号、2)登録場所および登録番号、3)総会の日時および場所、ならびに4)総会の性質(通常、臨時または特別)の詳細な事項を含まなければならない。

株主総会は、総会の2営業日前の午前0時(パリ時間)に、全額が払込済みである株式を保有しており、株主総会参加の権利が、自己の名義で、記名株式として登録されることによって、フランス居住者ではない株主の場合、登録されている財務仲介業者の名義で株式が登録されることによって正当化される、すべての株主により構成される。

上記2日間における株式の登録は、会社の株主名簿もしくは権限を有する仲介業者の無記名式株式口座のいずれかにおいて行われなければならない。

株主は、その資格と身分を確認する書類の簡単な提示により、株主総会に参加することができる。取締役会は、必要と判断すれば、個人用の入場許可証を作成、配布し、当該入場許可証の提示を要求することができる。

すべての株主は、株主総会において配偶者または他の株主を代理とすることができる。フランス商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送により投票することができる。かかる郵送により、または委任状を会社に送付することにより投票を行った後は、当該株主は他の方法で株主総会に参加することを選択できない。会社は、電子投票を除き、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙を受領しなければならない。電子投票の場合、会社は総会開催日の前日の午後3時（パリ時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

委任状、書面による投票用紙および株式の不動化証明は、電子的書式により作成し、フランスで適用される法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

（特にインターネットによる）隔地投票についてのフランス商法第R.225-79条および第R.225-80条の規定に従い、株主総会の開催が公表される時に、取締役会の指示があれば、様式への電磁的記入および署名を当社の作成したウェブサイト上で直接行うことができる。これは、フランス民法第1316-4条第2項第一文の規定およびフランス民法第1367条（2016年10月1日より適用）に従ったIDコードおよびパスワードで保護されたシステムまたはフランス民法第1316-4条第2項第一文の規定およびフランス民法第1367条（2016年10月1日より適用）に準拠するその他のシステムを利用して行われる。

株主総会前にかかる電磁的システムを介して記入される委任状または投票、ならびに提供された受領確認は、撤回不可能であり、あらゆるものに反対可能であるとみなされる。ただし、株主の保有する株式が総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに売却される場合は例外とし、その場合、当社は、取締役会の設置した電磁的システムを介して当該総会の前に表明された委任状もしくは投票を無効とするか、またはしかるべく修正する。

## (ii) 二重議決権

フランス商法第L.225-123条（2014年3月29日付法律第2014-384号により改正）に従い、2年以上同じ株主名で登録されている全額払込済株式については、いずれも、その保有者に対して、他の株式の2倍の議決権が自動的に付与される。この規定は、2016年4月3日より効力が発生した。EDFの取締役会は、フランス商法第L.225-123条に規定される二重議決権の適用を回避するための定款の修正を、株主総会において提案しない旨を決議した。

実体経済を取り戻すための2014年3月29日付フランス法第2014-384号の効力が発生して以来、2年以上にわたりフランス政府が保有していた直接記名式株式1,630,870,545株に付された二重議決権の割当てにより、2018年2月28日に政府は、EDFにおいて2,055,011,725株および3,685,882,270個の議決権を保有していることを通知した（資本金の70.20%およびEDFの議決権の80.10%（この比率は、議決権の付された全株式（議決権を剥奪された株式を含む。）に係る理論上の議決権数に基づき計算された。）））。

## (iii) 議決権の制限

フランス商法第L.225-126条の規定に従い、1件以上の一時的売却、または譲渡人に対する株式の再売却もしくは返還の権利を付与するかもしくはこれを義務付ける取引に関連して、上場会社の議決権の0.5%超を表章する数の株式を単独でまたは他者と共同で保有する者は、株主総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに、当社およびAMFに対して通知しなければならない。当該取引に係る契約が当該日においても有効である場合は、一時的に保有する株式の総数についての情報も提供しなければならない。この申告には、取得株式数に加えて、譲渡人の身元、当該取引に係る契約の締結日および終了日ならびに該当ある場合には議決権に関する取決めの記載を要する。

会社およびAMFに対する情報提供がなされなかった場合、上記の方法で取得された株式は、関連ある株主総会およびかかる株式が再売却または返還されるまでの間に開催されるすべての株主総会について自動的に議決権を剥奪されることとなる。また、会社の代表者、株主またはAMFは、情報提供を怠った株主の議決権を最長5年間完全にまたは部分的に停止する命令を求めて商事裁判所へ申立てを行うことができる（議決権を貸借している株主による議決権の行使の有無は問わない。）。

## ⑪ 株式の保有報告基準

フランス商法の規定に従い、自然人や法主体において単独でまたは他の者もしくは事業体と共同して、資本または議決権の5%、10%、15%、20%、25%、30%、33.3%、50%、66.6%、90%もしくは95%超を表章する数の株式を取得する者は、当社に対して、かかる株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、その保有する株式または議決権の総数を通知しなければならない（フランス商法第R.233-1条）。また、かかる自然人や法主体は、かかる取得について、当該株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、AMFに対してかかる取得を通知しなければならない（AMF一般規制第223-14条）。AMFは、通知された基準超過取引を公表する。2012年以降、現金決済

で、かつ原株式の保有と類似の経済効果を有するデリバティブを、基準超過取引の計算に入れることとなった（フランス商法第L.233-9(1)(4)条の2）。AMFの一般規制に従い、当該金融商品の保有者は、報告義務の枠組みの履行にあたり、上記の種類の契約および金融商品が使用されている株式の数を計算に入れなければならない、基準超過の申告の際に、保有する上記の種類の契約および金融商品の結果に関しての意向を明示しなければならない。

資本または議決権の保有割合が上記の基準を下回った場合にも、同一の期限および条件において、かかる情報を開示しなければならない。

適切な申告がなされなかった場合には、上記法律の規定に従い申告されるべきであった数値を超えて保有する株式については、有効な開示がなされた日から2年間のうちに開催されるすべての株主総会について議決権を剥奪されることとなる。加えて、当社定款は当社の資本または当社議決権の0.5%またはその倍数を表章する株式を、単独もしくは他者と共同で、直接、間接を問わず所有するに至った自然人や法主体、または持株数が当該数値を下回ることとなった自然人や法主体は、当社に対して、当該基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権または株式持分の総数を通知しなければならない旨を定めている。当社の定款において、当該法的基準に適用される株式保有の計算および統合に係る規則ならびに株式に統合されていない金融商品に関する情報の提供義務は、定款に定める基準に関して定款において規定される開示義務にも適用される旨が定められている。

上記の規定の遵守を怠った場合には、当社資本の1%以上を保有する1名以上の株主からの要請により、申告されるべきであった数値を超えて保有する株式については、上記に規定される有効な開示がなされた日から2年が経過するまでの間に開催されるすべての株主総会について、議決権を剥奪されることにより、罰せられる。かかる要請は、株主総会議事録に記録される。

## ⑫ 証券の保有者の確認

規制市場の証券取引所に当社株式が上場された時点から、定款にその旨の規定がある場合には、当社は適用法令および規則に従って、金融商品中央預託機関への支払と引換えに必要な応じて、当社の株主総会において議決権を付与される無記名式株式の保有者の氏名または商号、国籍、生年月日または設立年月日、住所および各々が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に対する制限を随時照会する権限を有する。上記の機関から提供されたリストについて、当社は、リスト上で代理登録されていると判断する者に対して、株式の保有者に関する上記の情報を要求することができる。

直ちにまたは将来、株式資本化される記名式証券に関して、フランス商法第L.228-1条に定める条件に従って登録を行っている仲介業者は、当社またはその代理人からの要請がある場合はいつでも、当該証券の保有者の身分および各々が所有する証券数を、要請日から10営業日以内に明らかにする義務がある。

当社が、身分を確認済みである無記名式または記名式証券の保有者が、証券の所有者である第三者に代わり所有者であるかのように行為していると判断する場合、当社は上記と同様の条件で、かかる保有者にこれらの証券の真の所有者の身分およびその各々が所有する証券数を明らかにするよう要求する権利を有する。

さらに、上記で言及した情報の要求に続き、当社はフランス商法第L.228-3条以下の規定に従い、当社の株式資本または議決権の40分の1超を所有する法人に、当該法人の株式資本または株主総会において行使される議決権の3分の1超を直接もしくは間接に保有する者の身元情報を提供するよう要請することができる。

上記規定、また、より一般的には、証券の所有者の身元確認に関する法の規定により要請を受けた者が法定期間内に要求された情報を提供しなかった場合、または自身もしくは証券の所有者の身分もしくはその保有する証券数に関し不完全もしくは誤った情報を提供した場合には、直ちにまたは将来、株式資本化され、かつかかる者により口座に登録されている株式または証券は、適正な開示がなされる日まで、すべての株主総会における議決権を喪失し、配当金の支払についても同日まで延期される。

さらに、登録者が上記規定、またより一般的には証券の所有者の身元確認に関する法の規定を故意に無視した場合、当社の登記上の本店所在地を管轄する裁判所は、当社または当社の株式資本の少なくとも5%を有する1人以上の株主からの要請により、合計で5年を超えない期間にわたり当該株式に付随する議決権または社債権者集会に係る議決権の全面的または部分的な停止、また場合によっては同期間にわたる相応の配当金の支払停止を命じることがある。

## ⑬ 社債等の発行

フランス商法第L.228-40条に従って、取締役会のみが社債の発行を決定または授権することができる、ただし株主総会が当該権限を行使することを決定した場合はこの限りではない。また、取締役会は、取締役会によって選任された者に社債の発行権限を1年間を限度に委任することができる。

### （２）【提出会社の定款等に規定する制度】

法律で認められる範囲で、当社の定款もまた、当社の組織について記載している。

下記項目は、2018年5月15日付の株主総会の決議において修正された定款を参照している。

本項は、当社定款の主要な規定について記載している。

#### ① 目的（定款第2条）

上記（1）記載の法律に従ったフランスおよびすべての国々における当社の目的は、以下のとおりである。

- ・ 電力の生産、輸送、分配、供給、取引およびその輸出入の確保
- ・ 法令および規則、特にエネルギー法およびフランス地方自治体法（*Le Code général des collectivités territoriales*）第L.2224-31条ならびに委託契約により委託された公益事業業務の遂行。また、フランスのエネルギー担当大臣の決定による発電投資複数年計画に定められた目的を実現することで電力供給に関する均整の取れた開発の保証に貢献することを通じた、特に公共電力網の開発および運営任務、規制料金による電力の供給、予想外の停電を補うことを目的とした非常時における電力の電力会社および顧客に対する供給ならびに供給業者の見つからない有資格顧客に対する電力供給の各任務の遂行
- ・ より一般的には、あらゆる顧客層を対象としたエネルギー分野におけるあらゆる産業、商業またはサービス活動（研究およびエンジニアリング活動を含む。）の開発
- ・ 保有または使用しているすべての動産および不動産の価値の向上
- ・ 上記の目的のいずれかに関わるすべての動産、不動産および事業の創出、取得、リースまたはリース管理契約（*location-gérance*）の締結ならびに同様のすべての施設、事業所、工場および作業場のリース、設置および運営
- ・ 上記の目的のいずれかに関わる事業活動に関連するすべての手続および特許の獲得、取得、利用または譲渡
- ・ 会社または事業体の設立、資産の抛出、有価証券もしくは会社株式（*droits sociaux*）の引受けもしくは買取り、持分取得、合併、提携またはその他方法の如何を問わず、上記の目的のいずれかに関わるすべての取引への直接的または間接的な参入
- ・ より一般的には、上記目的のいずれか、またはそれと同様のもしくはそれに関連する目的、または当社の事業を発展させる性質のあらゆる目的に、直接または間接に、全面的または部分的に関連した、すべての産業、商業、金融、動産または不動産の取引に関わる業務への従事

#### ② 株式資本（定款第6条）

株式資本は1,463,719,402.00ユーロであり、1株当たりの額面金額0.50ユーロの全額払込済株式2,927,438,804.00株からなる。

エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、政府はいかなる時にも当社の資本の70%超を保有していなければならない。

#### ③ 資本の増減（定款第7条）

株式資本は、法律に従いこれを増資、減資または償還することができる。

資本の増減により、政府持分が、前項「② 株式資本（定款第6条）」に定められた基準を下回ってはならない。

#### ④ 株式の払込み（定款第8条）

増資の場合、現金払込みにより取得される株式については、その引受けの際に、（場合により）額面金額の払込みおよび割増金の払込みにつき、法律で定められた最小の割当額の全額が払い込まなければならない。部分的に払い込まれた株式は、その全額が払い込まれるまで記名式とする。従業員を対象とした新株発行について適用される法律の規定に従うことを条件として、残額は、取締役会の決定または（場合により）仮処分において下された商事裁判所の裁判長の決定により、増資が法的に拘束力のある状態となった日から5年以内に、1回または数回にわたり、全額が払い込まれるものとする。

株主に対する現金払込請求の通知は、各払込みのため定められた日から15日前までに、配達証明付書留郵便または本店所在地における法定公告の掲載により行われる。払込みは、本店またはかかる目的のために指定されたその他の場所において行われる。

正当な機関により定められた期間に株主が全額を払い込まない場合、未払金額は払込期日から法定利率により自動的に法律に従って利息を生じるものとする。かかる利息の発生は、法律で定められたその他の法的救済および罰則を妨げるものではない。とりわけ当社は、払込期日が到来しても未払金額が全額払い込まれていない株式を法令および規則に定められた条件で売却させることができる。

#### ⑤ 株式の形式（定款第9条）

株式は、法令および規則に従うことを条件として、株主の選択により記名式または無記名式とする。

株式は、商法第L.228-1条以下に定められた条件に従い、仲介業者の名義で登録することができる。仲介業者は、法令および規則に定められた条件に従い、第三者のために証券を保有する仲介業者としての資格を届け出るものとする。

上記の規定は、当社が発行するその他の証券に対しても同様に適用される。

当社は、随時、現行の法令および規則に定められた条件に従い、金融商品中央預託機関に対し費用を負担して、場合により、当社株主総会において直ちにまたは将来にわたり議決権を付与する無記名式株式の株主の氏名または名称、国籍、生年月日または設立年月日、住所および当該株主が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に関わる制限を知らせるよう要求することができる。当社は、上記機関より提供された一覧に基づき、第三者を代理して登録されていると当社が判断するかかる一覧に記載のある者に対して、株主に関する上記の情報を要求することができる。

株式が直ちにまたは将来、株式資本となる記名式株式の場合、第L.228-1条に定められた条件に従い登録された仲介業者は、当社またはその代理人により要求があれば随時、当該要求から10営業日以内に当該株式の保有者の身分を開示しなければならない。

上記、「(1) ⑫ 証券の保有者の確認」についても参照。

#### ⑥ 株式の譲渡（定款第10条）

株式は、法令および規則に従うことを条件とし、自由に取引可能である。株式は適法に口座に登録され、その譲渡は口座振替により行われる。これらの規定は、当社が発行するその他あらゆる種類の証券にも同様に適用される。

当社に対し一定の割合の資本または議決権を保有していることを通知する法律により定められた義務とは別に、当社の資本または議決権の0.5%に相当する株式を直接と間接とを問わず単独または共同で保有するに至ったすべての自然人または法主体は、かかる基準以上の株式を保有することとなった日から4取引日目の日の取引終了時まで、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権および資本となる証券の総数を当社に申告するものとする。

法的基準を定める規則は、本項に従って申告される基準の算定および申告において提供される情報の決定に適用される。

前項第二段落に従い、証券の保有者として登録されている仲介業者は、証券の所有者の義務を損なうことなく、本項に定められた申告を行うものとする。

かかる申告は、新たに0.5%に達した場合、これを超えたか下回ったかにかかわらず、また理由の如何を問わず、いつでも改めて上記の条件に従い行うものとする。これには、商法第L.233-7条に規定された5%の上限を超える場合も含まれる。

上記の規定が遵守されない場合、当該株主は、法律で定められた条件および制限の範囲内で、申告の対象となる上限を超える部分の株式に帰属する議決権を喪失する。

上記、「(1) ⑪ 株式の保有報告基準」についても参照。

#### ⑦ 株式に付随する権利および義務（定款第11条）

各株式には、これが表章する資本の割合に比例する、利益および当社の資産に対する権利が与えられる。

さらに、法律、規則および定款による制限に従い、株主総会における議決権および出席権が与えられる。

株式の所有者は、その保有により、定款および株主総会の決定に自動的に従うものとされる。

株主が負担する損失は、その出資額を上限とする。

株主の相続人、債権者、受取人または株主を代理するその他の者は、当社の資産および証券に対する差押えの実施を要請できず、また不可分所有されている財産の分配または競売（*licitation*）を要請することができず、当社の取締役会の行為に介入することもできない。かかる者がその権利を行使するためには、貸借対照表および株主総会による決定を参照しなければならない。

株式の交換、併合もしくは割当てが行われる際に、または増資、減資、合併もしくはその他の企業取引の結果、いずれかの権利を行使するために複数の株式を所有する必要がある場合、単一の株式または必要数を下回る株式を保有する株主は、個人的に自己の株式を取りまとめ、場合によっては要求された数の株式の買入れまたは売却を決定することによってのみ、かかる権利を行使することができる。

#### ⑧ 株式の不分割性、用益権（定款第12条）

(i) 当社の株式はこれを分割することができない。

分割できない株式の共同保有者は、かかる共同保有者のうちの1名または代理人1名のみをもって株主総会に出席することができる。共同保有者間で意見が一致しない場合、最初に行為した共同保有者の請求による裁判所の命令によって代理人が任命される。

(ii) 株式に付随する議決権は、定時株主総会においては実質所有者に、臨時株主総会では名義上の所有者に属する。

#### ⑨ 取締役会（定款第13条）



- (i) 当社は、2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。
- これに関連して、取締役会には、株主総会で任命された取締役が含まれ、適用ある場合には、上記の政令の第6条IIに従い、政府の代表者1名および1983年7月26日付法律第II章第2節の規定に従い選出された従業員の代表者の3分の1が含まれる。
- (ii) 取締役会は秘書役を任命するものとし、これは取締役会の構成員以外から選出することができる。
- 取締役会会長兼最高経営責任者は、各取締役に對し、その任務遂行のために必要なすべての書類および情報を提供するものとする。
- (iii) 取締役会構成員の任期は4年である。
- ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。
- 2018事業年度の年次財務書類を決議する2019年の株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（またはこれに最も近い整数名）が2年ごとに更新され、当該取締役に關する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が交代し、更新するものとする。
- 段階的な更新日以外の日に新たな取締役を任命する場合における更新の実施または維持に關しては、株主総会は、段階的な更新を可能にするため、当該取締役に對する任期を4年未満に定めることができる。
- 退任の順序は、取締役会の会合における全会一致の投票によるか、またはこれが不可能な場合にはくじ引きにより、取締役会が決定するものとする。
- (iv) 株主総会で任命された取締役が1名以上死亡または辞任したことにより取締役会の構成員に欠員が生じた場合、取締役会は、商法第L.225-24条に規定される要件に基づき、その後任となる者を臨時に任命することができる。上記により任命された取締役は、前任者の残りの任期の間のみ、その職務を遂行する。
- (v) 株主総会は、必要な場合、取締役に支給される手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役に對しは、任期に係る手当は支給されない。
- 取締役が、取締役としての地位に關連する職務の遂行のために負担した経費は、その証明書類に基づいて当社により払い戻される。
- 従業員代表は、法定労働時間の2分の1に相当する職務遂行手当を与えられる。
- (vi) 株主総会で任命された取締役は、同総会により解任することができる。
- (vii) 取締役会会長兼最高経営責任者の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事に應じて当社株主または社外の者を招き、取締役会会議に出席させることができる（ただし、議決権は有しない。）。
- 企業委員会またはこれと同等の組織の秘書役は、取締役に對し出席するが、議決権を有しない。
- (viii) 取締役会の審議に出席するため招集された者は、取締役と同様の思慮義務を有する。
- 上記「(1)⑨ 取締役、取締役会および法定監査人」についても参照。

#### ⑩ 取締役会会長および経営陣の職務（定款第14条）

上記の2014年8月20日付政令第19条に従い、取締役会会長は取締役会の提案に基づき、取締役の中から命令により選任される。取締役会会長の任期は、その取締役としての在任期間を超えてはならない。その任期は、任命時と同じ方法で更新することができる。取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は、68歳を超えてはならず、68歳を超えた場合には、自動的に辞任したものとみなす。

取締役会会長は、取締役会会長兼最高経営責任者の役職を有し、当社運営の責任を有する。取締役会会長は、最高経営責任者に関する法令および規則の規定の適用を受ける。

商法第L.228-40条に従い、取締役会は、会長兼最高経営責任者へまたは、後者との合意により、1名以上の取締役会副会長へ1年以内の社債の発行および条件の決定に必要な権限を委任することができる。同様の審議により、かかる権限の行使を取締役会へ報告する条件が定められる。

#### ⑪ 取締役会の審議（定款第15条）

- (i) 取締役会は、当社の利益のために必要なときに、法令および規則の規定に従い、取締役会会長による招集通知の発行後に開催される。2014年8月20日付政令第12条第2項にかかわらず、過半数の取締役は、取締役会の議題を明らかにして、取締役会を招集することができる。取締役会が2か月間開催されていない場合には、取締役会構成員の3分の1以上により、議題の審議のために、会長に取締役会の招集を要請することができる。

取締役会は当社本店または招集通知に示されたその他の場所において開催される。

商法第L.232-1条および第L.233-16条に記載の取引に関連する場合を除き、取締役会は、法令および規則の規定に従い、かつ取締役会の内部規則に定められた条件に従い、テレビ会議か、または取締役を特定することができ、取締役の実質的な参加を確保し、フランス国务院（*Conseil d'Etat*）との協議に基づく命令に規定される性質および条件を有するその他の遠隔通信手段により開催することができる。テレビ会議またはその他の上記の条件に基づく遠隔通信手段により取締役会に参加する取締役は、定足数および過半数を計算する上で出席とみなされる。

取締役会の招集通知は、議題を明らかにして、書簡、電報、ファックスもしくは電子メール、または緊急の場合にはあらゆる方法で少なくとも7日前に送付される。緊急の場合には24時間前に招集通知を送付することができる。取締役会会長兼最高経営責任者は、各取締役に対し、その任務遂行のために必要な書類および情報を提供する。

取締役会の議長は、取締役会会長が務めるかまたは取締役会会長が不在の場合には出席取締役のうち最年長者が務める。

- (ii) 取締役会においては、構成員の少なくとも2分の1以上が出席している場合にのみ、有効な審議を行うことができる。規則により定足数および過半数を計算する上では、テレビ会議を通じて、または上記の条件に基づくその他の遠隔通信手段により、適法な条件下で会議に参加する取締役を出席取締役とみなす旨を定めることができる。

議案は、出席取締役または出席代理人の過半数の賛成により可決される。賛否同数の場合には、取締役会会長兼最高経営責任者が裁決権を有する。

- (iii) 取締役会においては、出席者名簿を準備し、出席取締役はこれに署名するものとする。出席者名簿にはまた、テレビ会議を通じて、または上記の条件に基づくその他の遠隔通信手段により会議に参加する取締役の氏名も記載する。取締役会の審議は、現行の法律の規定に従い作成される議事録に記載され、議長および取締役1名により（または議長がこれを行うことができない場合には、取締役2名により）署名される。かかる議事録の写しまたは抄本は、取締役会会長兼最高経営責任者、取締役会副会長、一時的に取締役会議長を委任された取締役、取締役会秘書役またはこの目的のために権限を付与された者により有効性が証明される。

## ⑫ 取締役会の権限（定款第16条）

取締役会は、当社の事業戦略を決定しその実施状況を監督する。取締役会は、株主総会に明示的に付与されている権限を除き、また会社の目的の範囲内で、当社の円滑な運営に係るすべての問題に取り組むことができ、取締役会の審議を通して当社の事業に関する事項を決定する。

取締役会は、特に監査委員会、戦略委員会または報酬委員会等の専門的な諮問委員会を取締役会内に設置する決定を行うことができる。かかる委員会の権限および構成については取締役会が決定する。各委員会には、少なくとも1名の従業員の取締役が在籍しなければならない。委員会はその任務に関し取締役会に報告を行う。下記、「第55（1）③取締役会の委員会」も合わせて参照。

各委員会の任務とその運営方法は、規則により定められている。

## ⑬ 取締役会会長兼最高経営責任者および取締役会副会長の権限（定款第17条）

取締役会会長兼最高経営責任者は、取締役会の審議を統括および指揮し、これを株主総会に報告する。取締役会会長兼最高経営責任者は、当社の各組織が円滑に運営されるよう監督し、とりわけ取締役がその任務を達成できるかどうかを確認する。

公共部門の企業に特有の法律の規定、法律により明示的に株主総会に与えられている権限および取締役会に特別に留保されている権限に従い、かつ会社の目的の制限内で、取締役会会長兼最高経営責任者は当社を代表してあらゆる状況下で行動することができる最も広範な権限を付与される。

取締役会会長兼最高経営責任者の提案により、取締役会は1名または複数の自然人を、取締役会会長兼最高経営責任者の補佐役として任命することができる。かかる者は、取締役会副会長の役職を任せられるものとする。取締役会副会長は5名を超えないこととし、各副会長の任期および権限に対するあらゆる制限も取締役会が定めるものとする。

取締役会会長兼最高経営責任者がその職務の遂行を停止した場合またはこれを妨げられた場合、取締役会副会長は、取締役会で別段の決定がなされた場合を除き、新たな取締役会会長兼最高経営責任者が任命されるまで、その職務の遂行および権限の行使を継続する。

取締役会会長兼最高経営責任者は、適切と判断する数の代理人に対して権限の一部を委任することができる。取締役会副会長も第三者に対し同様の権限を有する。

## ⑭ 規制対象となる契約（定款第18条）

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の取締役会副会長のうち1名もしくは当社の取締役のうち1名もしくは議決権の10%超を保有する当社の株主のうち1名との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結される契約または法人株主の場



合には商法第L.233-3条に定められた意味における当社の支配会社との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結された契約のすべては、事前の承認を得るために取締役会に提出されなければならない。

前段落において対象とされている者が間接的な利害関係を有している契約および当社の最高経営責任者もしくは取締役会副会長のうち1名もしくは取締役のうちの1名が所有する会社または無限責任持分保有者、管理者、取締役、監査人もしくは一般的に役員である会社と当社との間に締結される契約についても、同様である。

取締役会は、事前承認に際しては、とりわけ、当該契約に伴う財務的な条件を明確化することにより、当社のかかる契約における利益の正当性を証明する。

上記段落の規定は、日常の取引に関連して通常の条件で締結された契約には適用されず、また、一方の会社がもう一方の会社の全資本（適用ある場合には、フランス民法（*code civil*）第1832条または商法第L.225-1条および第L.226-1条の要件を満たすために要求される最低株式数を控除する。）を直接的または間接的に保有する2社間で締結された契約にも適用されない。

#### ⑮ 株主総会（定款第20条）

上記、「（1）⑧ 株主および株主総会」および「（1）⑩ 株主総会」についても参照。

(i) 株主総会は、全額が払込済みである株式を保有しており、かつ、商法により規定される要件および期限により株主総会参加の権利が、株主自身の名義か、または、フランス居住者ではない株主の場合には登録されている仲介業者の名義で、記名株式として口座に登録されることによって証明されるすべての株主により構成される。

株式の口座登録は、当社の記名証券口座または権限を有する仲介業者の無記名式証券口座のいずれかにおいて行われなければならない。

株主は、その資格と身分の簡単な証明により、株主総会に参加することができる。取締役会は、適切と判断すれば、株主の名前を記載した個人用の入場券を手配し、当該入場券の提示を要求することができる。

すべての株主は、その選任する個人または法人を、株主総会における自身の代理人とすることができる。委任状および（もしあれば）その撤回は書面により行われるものとし、当社に送付される。委任状は、代理人の任命において必要とされるものと同じ様式で（適用ある場合には）電子システムを通じて撤回することができる。商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送による投票をすることができる。かかる郵送による投票を行うか、または委任状を送付した後は、当該株主は他の方法で株主総会に参加することを選択できない。当社は、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙を受領しなければならない。ただし、電子投票の場合、当社は株主総会開催日の前日の午後3時（フランス時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

委任状および郵送投票用紙ならびに出席証明は、電子形式により作成し、フランスにおいて適用ある法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

(ii) 株主総会は、取締役会または法定監査人もしくはかかる目的のために適法に授權された者により、招集される。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載されたその他の場所において開催される。株主総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるが、その種類および使用条件は商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定めるものとする。かかる場合、かかる手段により株主総会に出席した株主は、法的条件に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主総会の招集通知は開催予定日の15日以上前に送付されるものとする。かかる期間は、第2回目の通知後の株主総会および延会については、10日間に短縮することができる。

(iii) 招集通知には当該株主総会の議事を記載する。議事はかかる通知の作成者により作成される。

株主総会は、その議事に含まれる事項についてのみ審議することができる。

法律で要求される株式資本を所有する1名以上の株主、または法律の要件を充足し、法的条件を遵守し法定期限内に行う株主の団体は、議事に項目または決議案を加えることを要求することができる。議事に項目を追加することを要求する場合、理由を述べなくてはならない。また、企業委員会は、フランス労働法（*code du travail*）に従い、議事に決議案を加えることを要求することができる。

各株主総会において、法律で規定される情報を含む出席者名簿が作成される。

株主総会の議長は、取締役会会長兼最高経営責任者か、または取締役会会長兼最高経営責任者が不在の場合には、かかる目的のために取締役会が権限を委任した取締役が務める。その他の場合、株主総会がその議長を任命する。

自身が直接有するか、または委任状により有するかを問わず、当該株主総会において最大の票数を有する2名の構成員は、株主総会に出席しており、かつ、かかる職務を受諾すれば、選挙管理官として任命される。

株主総会の役員は、秘書役を任命する。秘書役は、株主以外からも選任することができる。

株主総会の役員は、出席者名簿を確認および承認しかつこれに署名し、適切な決議を実施し、会議中の偶発事象を解決し、投票を管理し、適法性を保証し、かつ議事録を作成することに責任を負う。

作成された総会の議事録ならびにその複製およびその決議の抜粋は法律に従って認証される。

定時株主総会は、定款の改正以外の決定を行うために開催される。定時株主総会は、年に1度以上、各事業年度終了より6か月以内に招集され、当該事業年度の財務書類を承認するものとする（延期される場合は司法判断により定められた期間内に開催されるものとする。）。

1回目の招集では、出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の5分の1以上を保有しない限り、有効に決議を行うことができない。2回目の招集では、いかなる定足数も要求されない。出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が所有する票数の過半数にて決議される。

(iv)臨時株主総会は、定款の改正を行うことができる唯一の株主総会である。ただし、株式の併合に起因する取引が適法に実施された場合であっても、定款の改正により株主の義務を加重することはできない。

準備金、利益または剰余金からの資本組入れにより実現される増資に適用される法律の規定に従い、臨時株主総会は、1回目の招集の際は出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の4分の1以上を保有している場合、2回目の招集の際は出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の5分の1以上を保有している場合にのみ、有効な決議を行うことができる。後者の定足数に満たない場合、2回目の株主総会は、前回の招集日から最大2か月間延期することができる。

同様の規定に従い、臨時株主総会においては、出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主の3分の2以上の票数で決議とする。

#### ⑯ 株主の情報開示請求権（定款第21条）

株主はすべて、法令および規則に定められた条件に従い、当社の経営陣および経営について判断するために必要な書類入手する権利を有する。上記、「（1）④ 法律文書の閲覧」についても参照。

#### ⑰ 利益処分（定款第24条）

上記、「（1）⑦ 利益の分配」を参照。

(i)事業年度における収益および費用の要約である損益計算書は、減価償却費および繰入額を控除後の差額により当該事業年度の利益または損失を示している。

当該事業年度の利益から繰越損失（もしあれば）を差し引いたものから、少なくとも5%が法定準備金として控除される。当該控除は、準備金が株式資本の10分の1に達した時点で、義務的なものではなくなる。理由の如何を問わず、法定準備金が当該10分の1を下回った場合、控除が再開される。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から繰越損失および法律または定款により準備金として計上されている金額を控除し、これに留保利益を加算したもので構成される。株主総会は、かかる利益から、任意準備金組入額または繰越利益剰余金として適当と判断する額を控除することができる。

さらに、株主総会は、どの準備金費目から分配されたかを明示することにより、その裁量に基づき、剰余金から引き出された金額の分配を決定することができる。ただし、配当金はまず当該年度の分配可能利益から支払われるものとする。

減資の場合を除き、自己資本の額が、法律または定款により分配できない資本金と準備金の合計額を下回る場合、またはかかる分配を行ったことに伴いこれを下回ることとなる場合は、株主に対する分配を行ってはならない。再評価による差額は分配されない。かかる再評価による差額は、その全部または一部が株式資本に組み入れられる。

損失（もしあれば）は、特別勘定に計上され、かかる損失が相殺されるまでその後の年度の利益から控除され、または減資により消化される。

(ii)事業年度末において、少なくとも2年以上にわたり登録株主であり、その事業年度に係る配当金の支払日においても登録株主としての地位が維持されている場合、当該株式につき支払われる配当金に関して、他の株式につき支払われる配当金の10%に相当する追加配当（株式により支払われる配当を含む。）を受領するものとする。配当金の増加分については、最も近い整数のセント金額に切り下げる。

同様に、事業年度末において、2年以上にわたり登録株主であり、準備金、利益またはプレミアムの資本組入れによる増資が完了する日においても当該株式を保有している場合、交付数の10%に相当する新株式を追加で受領するものとする（端数については、整数未満を切り捨てる。）。

かかる増加分の株式数は、前事業年度末現在の当該株主に係る株式資本の0.5%を超えてはならない。

#### ⑱ 配当の支払方法（定款第25条）

株主総会は、法律に従い、分配された配当の全部または一部について、現金により配当の支払を受けるか株式により配当の支払を受けるかを選択する権利を各株主に付与する権限を有する。

前年度末後、必要な減価償却費および引当金の計上後、繰越損失および法律または定款に基づき準備金費目に積み立てる額（もしあれば）を控除し、かつ前事業年度末からの留保利益を考慮に入れた上で、当社が利益を得たことが、事業年度中または事業年度末に作成され法定監査人によって監査された貸借対照表により判明した場合は、法律に従い、当該事業年度の財務書類の承認前に、中間配当を分配することができる。取締役会は、株主総会による事前承認を条件として、中間配当の全部または一部について、現金により支払を受けるか株式により支払を受けるかを選択する権利を株主に提案することができる。中間配当の額は、上記に規定された利益の額を上回ってはならない。

さらに、株主総会では金融商品を含む当社の資産を交付することによる配当、中間配当、剰余金、分配プレミアムまたは減資に関する決定も行うことができる。

株主総会において議決される配当の支払条件および配当株式の権利確定日は、法に定められた要件に従い、株主総会または取締役会において決定される。株主に付与される現金以外の配当額が整数の株式数とならない場合、当該株主は、最も近い整数の株式数に切り下げた数の株式を受け取ることができ、当該切り下げ分は現金調整額により補填される。また、株主総会において要請があった場合には、端数を最も近い整数の株式数に切り上げた数の株式を受け取ることができ、かかる場合、差額は現金で支払われるものとする。

配当の支払は、現金であるか株式であるかにかかわらず、かかる期限の延期が裁判所の決定により許可されない限り、事業年度末後9か月以内に行われるものとする。支払日から5年以内に支払の請求がなされなかった配当は無効となる。

上記、「（１）⑦ 利益の分配」についても参照。

## ⑬ 解散と清算（定款第27条）

当社の存続期間が満了し、または当社が解散する場合、定時株主総会において清算の方法を決定し、かつ1名以上の清算人を任命してその権限を法律に従い決定する。

負債および社会保障費の弁済ならびに株式の未償却の額面金額の株主に対する払戻しの後に残存する純利益は、株主間で配分する。

## 2【外国為替管理制度】

### （１）非居住者による株式の所有

フランス法の下では、現在において、適用される一般的な規制に従う限り、非居住者またはフランス国籍以外の証券保有者がフランスの会社の証券を所有し、議決権を行使する権利は何ら制限されない。

2017年5月10日付命令第2017-932号に従い、届出（*déclaration administrative*）の義務はなくなった。

もっとも、フランス通貨金融法典第R.151-1条および第R.153-1条の規定に従い、取得者／投資家はフランスの会社に対して外国投資、直接投資、間接外国投資を行う際には、フランス当局に対して届出（*déclaration administrative*）をしなければならない。現行の行政規則によれば、フランスの会社の株式資本または議決権の33.33%超を保有する場合には、届出（*déclaration administrative*）に服する直接投資であるとみなされる。かかる届出（*déclaration administrative*）は、財務省（*Ministère de l'Economie et des Finances, Direction Générale du Trésor, Bureau Multicom, 2 / Télédéc 554*）139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12）に送付しなくてはならない。

さらに、非居住者は、株式資本（または議決権）の10%以上を取得する、または10分の1の株式保有基準をまたぐ15,000,000ユーロ以上の取引を行う場合は、フランス銀行に対して届出（*déclaration statistique*）をしなければならない。

### （２）為替管理

フランスの現行の為替管理規制によれば、フランスの会社から非居住者に送金される額には特に規制はない。もっとも外国為替管理に関する法令および規則は、フランス居住者から非居住者への資金の支払および送金については、正式な認可を受けた仲介人を通して行わなければならないこととされている。フランスでは、すべての登録銀行およびほぼすべての金融機関が認可を受けた仲介人である。

## 3【課税上の取扱い】

### （１）株式に関する課税

以下は、当社の株式を保有または処分する場合におけるフランスの主要な課税関係の概要である。当該概要は（i）日本において所得税、法人税を支払う義務のある個人または法人であり、（ii）1995年3月3日付の所得に対する租税に関する二重

課税の回避及び脱税の防止のための日本国政府とフランス共和国政府との間の条約（以下「日仏租税条約」という。）および2007年1月11日付の日仏租税条約を改正する議定書により邦人居住者として取り扱われ、（iii）当社の株式資本の10%未満を保有し、（iv）フランスにおいて事業を行いまたは人的役務を履行するための恒久的施設および固定施設のいずれかに関連して株式が保有されるものでない場合（以下「日本の株主」という。）に関連するものである。

以下の記載は概略を説明することのみを目的とするものであり、特定の状況下において関連し得るフランスの税法上のあらゆる観点からの検討を行うものではない。当該概要は、とりわけ、パートナーシップや外国政府、国際的機構、外国の公共団体、年金基金、銀行その他証券会社や為替会社といった金融機関を含む非課税主体、または税務上の居住者となっている以外の国において事業拠点を有する主体といった特別の規制に服する株主に関する課税上の取扱いについて検討の対象とするものではない。

以下の概要は、本書提出日現在有効なフランスおよび日本の法律ならびに日仏租税条約および税務当局の規則に依拠するものであり、変更（遡及効が生じる可能性もある）または異なる解釈があり得るものである。

当社の株式を購入する予定のある投資家は、その個別の事情（州、地域、その他の国内法の影響を含む。）を十分に考慮の上、その株式の購入、所有、処分に伴う課税上の取扱いについて、自己の税理士に助言を求められたい。

#### ① 株式の売却または処分の際の課税関係

日本の株主がその持株を売却または処分する際には、譲渡収入についてはフランスの税制は適用されない。ただし、（i）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、直接もしくは間接的に、または単独でもしくは親族と共同で当社の配当受領権の25%未満を保有する場合または（ii）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、単独でもしくは親族と共同で当社の株式の5%未満を売却または処分した場合に限られる。なお、複数の国の居住者となっている者については、特別な規制が適用される。

当社の株式の譲渡にはフランス金融取引税が課されることになる。かかるフランス金融取引税は、フランスに本店を有し、前暦年度の12月1日にその時価総額が1十億ユーロを超えている上場会社の株式の取得を伴う取引に対して、0.3%の税率で適用される。フランスの経済および予算担当大臣により発布される命令に、かかる金融取引税が適用される会社の各年のリストが記載される。

また、（i）当社の株式の譲渡にフランス金融取引税が課されず、かつ（ii）譲渡人が、書面による契約に基づき、当社の株式を譲渡する場合、当該譲渡は登録されなければならない、0.1%の登録税が課されることになる。

#### ② 配当の際の課税関係

フランスでは、配当は税引後利益から支払われる。

フランスの税法では、配当には、（i）フランス税法上の居住者でない個人が受領する支払の場合は12.8%、または（ii）フランス税法上の居住者でない法主体が受領する支払の場合は30%（2020年1月1日以降に開始する事業年度については、フランス一般租税法（Code général des Impôts）第219-I条に定める基本法人税率に則する。）の税率の源泉徴収税が課税される。また、フランス国外で、フランス一般租税法第238-0のA条に定める意味における非協力国もしくは地域（以下「非協力国」という。）において配当の支払が行われる場合、フランス一般租税法第187-2条に基づき、75%の源泉徴収税が適用される（一部の例外および適用ある二重課税防止条約の規定に服する。）。

上記にかかわらず、かかる配当の支払の主目的および結果が非協力国における配当の支払を許容するものではないことを発行体が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に対して支払われる配当、またはかかる非協力国において支払われる配当に関して、フランス一般租税法第187-2条に定める75%の源泉徴収税は適用されない。

いかなる場合においても、2014年2月11日付フランス税務当局によるガイドラインBOI-INT-DG-20-50-20140211第1190号において、フランスと租税条約を締結している国に居住している配当の支払の受益者については、配当の支払が非協力国において行われる場合であっても75%の源泉徴収税は適用されない旨が定められている。かかる場合には、適用ある租税条約の規定が適用される。

日仏租税条約によれば、日本の株主は、（i）自らが配当の受益株主であり、かつ（ii）下記の手続に従う場合には、10%に減額されるという恩恵を受けることができる。租税条約によれば、日本の株主はフランスで徴収された源泉額について、配当金の受領に関して日本で課される課税の範囲内で税額控除を受けることができる。

日本の株主に支払われる配当金については、一般的に支払日において、租税条約に規定される軽減税率で源泉徴収税が課される（12.8%または30%の税率で徴収されたフランスの源泉徴収税が租税条約上の税率を上回る部分を後に還付する方法ではない。）。もっとも、日本の株主が、配当支払日までに、2012年9月12日付フランス税務当局による行政ガイドラインBOI-INT-DG-20-20-20-20-20120912による様式に従った証明書（以下「証明書」という。）を支払代理人に対して提供し、当該軽減税率が適用される資格を取得することが条件となる。

もし日本の株主が配当支払日までに証明書を提出しなかった場合、フランスの源泉徴収税は通常の12.8%または30%の率で課されることになる。当該日本の株主は、超過して支払った源泉徴収税について、配当金の支払があった年度から2年後の12月31日までに財務省様式5000および5001の書面を支払代理人に提出することにより、その還付を請求することができる。

### ③ 相続税および贈与税

フランスは、フランス非居住者から相続または贈与によって個人または法人がフランスの会社の株式を取得した際に、資産税および贈与税を課している。

### ④ 日本における課税上の取扱い

「第8 2（4）本邦における配当等に関する課税上の取扱い」を参照。

## （2） 社債に関する課税

以下は、（i）日本国の税法上および日仏租税条約上の日本国の居住者、ならびに（ii）日仏租税条約の恩恵を受ける資格を有する者による当社が発行した社債（以下「本社債」という。）の取得、保有および処分に関するフランスの租税上の重要な結果の要約である。

以下の記述は一般的な概要であり、特定の状況にある本社債の社債権者（以下「本社債権者」という。）に関連し得るフランスの税法および日仏租税条約の全体像を示すことを意図していない。

### ① 本社債の利息に対する課税

#### 2010年3月1日以後に発行された本社債について

2010年3月1日以後に発行された本社債（2010年3月1日より前に発行された本社債と併合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受ける本社債を除く。）について発行体が行う利息その他の所得の支払は、当該支払がフランス国外の非協力国（上記に定義される。）において行われる場合を除き、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税の対象とならない。本社債に基づくかかる支払が非協力国において行われる場合、フランス一般租税法第125のA条IIIに基づき75%の源泉徴収税が適用される（本社債権者の税務上の居住地を問わない。また例外もあり（一部は下記に規定される。）、日仏租税条約のより有利な規定に従う。）。非協力国の一覧は、省令により発行され、毎年更新される。

上記にかかわらず、特定の本社債の発行に関して、かかる本社債の発行の主目的および結果が非協力国における利息その他の所得の支払を許容するものではないことを発行体が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に関連する支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税は適用されない（以下「例外規定」という。）。本社債が以下に該当する場合、2014年2月11日付BOI-INT-DG-20-50-20140211第990号、2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-20-40-20140211第70号および2015年3月20日付BOI-IR-DOMIC-10-20-20-60-20150320第10号に基づき、フランス税務当局によって発行された公式ガイドラインに従い、発行体による本社債の発行の目的および結果の証明を要することなく、当該本社債の発行について例外規定の恩恵を受けることができる。

- (i) 本社債の募集が、フランス通貨金融法典第L.411-1条に定める意味における公募により、または非協力国以外の国における同等の募集に従って行われる場合。本項において、「同等の募集」とは、国外の証券市場当局による、もしくは同証券市場当局に対する募集に係る書類の登録または提出を要する募集をいう。
- (ii) 本社債が規制市場またはフランス国内もしくは国外の多角的証券取引システムにおいて取引されることが認められている場合。ただし、かかる市場またはシステムが非協力国に存在するものではなく、かかる市場の運営が市場オペレーターもしくは投資サービス会社またはその他国外の類似の事業体により行われており、さらに、かかる市場オペレーター、投資サービス会社および事業体は、非協力国に存在するものではない場合に限る。
- (iii) 本社債についてその発行時に、（フランス通貨金融法典第L.561-2条に定める意味における）中央預託機関、証券、受渡兼支払システム・オペレーターまたは1社以上の国外の類似の預託機関もしくはオペレーター（ただし、かかる預託機関およびオペレーターが非協力国に存在するものではない場合に限る。）の業務が認められた場合。

#### 2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と統合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するものについて

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と統合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受けるものに係る利息その他の所得の支払については、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税が免除される。フランス税務当局の公式ガイドラ

インである2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第100号に基づき、支払がフランス国外の非協力国で行われる場合にも例外措置が適用される。

2010年3月1日より前に発行された本社債のうち、ユーロ建てであるかその他の通貨建てであるかを問わず、フランス法上の債券、または2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第50号を参照し、フランス税務当局によって発行された公式ガイドラインに定める意味における譲渡性証券(*titres de créances négociables*)、またはフランス法もしくは外国の法律に基づいて発行され、フランス税務当局により同様の分類に該当すると判断されるその他の債務証券を構成するものは、上記で言及されるガイドラインに従い、フランス一般租税法第131条の4の規定の適用においては、フランス国外で発行されたものとみなされる。

さらに、2010年3月1日以後に発行された本社債で、2010年3月1日より前に発行された本社債と統合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するものについて発行体が行う利息その他の所得の支払は、非協力国において支払われること、または非協力国に設立された者もしくは居住する者に対して発生するかもしくは支払われることのみを理由に、フランス一般租税法第119条の2に定める源泉徴収税の対象とならない。

## ② 譲渡所得税

日仏租税条約に従って、日本の本社債権者が保有する本社債の売却または処分から得る利益は、フランスの租税に服さない。

## ③ 日本における課税上の取扱い

日本国の居住者および内国法人が支払を受ける本社債の利息および本社債の譲渡または償還による所得は、日本国の租税に関する現行法令の定めるところにより一般的に課税対象となる。

日本国内に恒久的施設を有しない日本国の非居住者または外国法人が支払を受ける本社債の利息および本社債の譲渡または償還による所得については、一般的に日本国の租税は課せられない。かかる日本国の非居住者または外国法人の納税義務は、適用される租税条約の規定により、さらに限定されまたは免除されることがある。

## 4【法律意見】

当社のフランスにおける法律顧問であるホーガン・ロヴェルズ（パリ）LLPより、下記の趣旨の法律意見書が関東財務局長宛に提出されている。

本書第一部 第1（本国における法制等の概要）の1（会社制度等の概要）から3（課税上の取扱い）（ただし、3（1）④「日本における課税上の取扱い」および3（2）③「日本における課税上の取扱い」を除く。）までに記載されているフランス共和国における法令および／または規則に関するすべての事項は、すべての重要な点で真正かつ正確である。

## 第2【企業の概況】

### 1【主要な経営指標等の推移】

#### 連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

| 12月31日に<br>終了した年度      | 2017年             | 2016年             | 2015年             | 2014年 <sup>(4)</sup><br>(再表示後) | 2014年 <sup>(3)</sup><br>(再表示前) | 2013年 <sup>(2)</sup><br>(再表示後) | 2013年 <sup>(1)</sup><br>(再表示前) |
|------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 売上高                    | 69,632<br>(8,824) | 71,203<br>(9,024) | 75,006<br>(9,506) | 73,383<br>(9,300)              | 72,874<br>(9,235)              | 71,916<br>(9,114)              | 75,594<br>(9,580)              |
| 減価償却費および<br>償却費控除前営業利益 | 13,742<br>(1,742) | 16,414<br>(2,080) | 17,601<br>(2,231) | 17,279<br>(2,190)              | 17,279<br>(2,190)              | 16,099<br>(2,040)              | 16,765<br>(2,125)              |
| 営業利益                   | 5,637<br>(714)    | 7,514<br>(952)    | 4,280<br>(542)    | 7,984<br>(1,012)               | 7,984<br>(1,012)               | 8,334<br>(1,056)               | 8,411<br>(1,066)               |
| 連結会社の<br>税引前利益         | 3,401<br>(431)    | 4,181<br>(530)    | 1,692<br>(214)    | 5,433<br>(689)                 | 5,433<br>(689)                 | 5,392<br>(683)                 | 5,322<br>(674)                 |
| EDFの純利益                | 3,173<br>(402)    | 2,851<br>(361)    | 1,187<br>(150)    | 3,701<br>(469)                 | 3,701<br>(469)                 | 3,517<br>(446)                 | 3,517<br>(446)                 |

- (1) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (2) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。
- (3) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (4) 2014年12月31日現在の正味ショート・ポジションを示す、電力卸売市場におけるEDF Energyの取引（トレーディング業務を除く。）については、509百万ユーロが購入エネルギー費用から売上高に再分類されている。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

| 12月31日現在                              | 2017年                       | 2016年                       | 2015年                       | 2014年 <sup>(4)</sup><br>(再表示後) | 2014年 <sup>(3)</sup><br>(再表示前) | 2013年 <sup>(2)</sup><br>(再表示後) | 2013年 <sup>(1)</sup><br>(再表示前) |
|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 非流動資産                                 | 204,324<br>(25,894)         | 195,309<br>(24,752)         | 200,745<br>(25,440)         | 195,160<br>(24,733)            | 195,202<br>(24,738)            | 182,933<br>(23,183)            | 183,485<br>(23,253)            |
| 流動資産                                  | 76,428<br>(9,686)           | 81,111<br>(10,279)          | 78,196<br>(9,910)           | 72,769<br>(9,222)              | 72,769<br>(9,222)              | 66,832<br>(8,470)              | 69,697<br>(8,833)              |
| 売却目的<br>保有に分類<br>された資産                | —                           | 5,220<br>(662)              | —                           | 18<br>(2)                      | 18<br>(2)                      | 1,154<br>(146)                 | 3,619<br>(459)                 |
| <b>資産合計</b>                           | <b>280,752<br/>(35,580)</b> | <b>281,640<br/>(35,692)</b> | <b>278,941<br/>(35,350)</b> | <b>267,947<br/>(33,957)</b>    | <b>267,989<br/>(33,962)</b>    | <b>250,919<br/>(31,799)</b>    | <b>256,801<br/>(32,544)</b>    |
| 自己資本<br>(EDF持分)                       | 41,357<br>(5,241)           | 34,438<br>(4,364)           | 34,749<br>(4,404)           | 35,246<br>(4,467)              | 35,191<br>(4,460)              | 34,207<br>(4,335)              | 34,207<br>(4,335)              |
| 自己資本<br>(非支配持分)                       | 7,341<br>(930)              | 6,924<br>(877)              | 5,491<br>(696)              | 5,419<br>(687)                 | 5,419<br>(687)                 | 4,998<br>(633)                 | 4,663<br>(591)                 |
| 非流動負債                                 | 176,287<br>(22,341)         | 176,788<br>(22,404)         | 178,462<br>(22,616)         | 169,487<br>(21,479)            | 169,487<br>(21,479)            | 155,580<br>(19,717)            | 157,765<br>(19,994)            |
| 流動負債                                  | 55,767<br>(7,067)           | 61,381<br>(7,779)           | 60,239<br>(7,634)           | 57,795<br>(7,324)              | 57,892<br>(7,337)              | 56,134<br>(7,114)              | 57,877<br>(7,335)              |
| 売却目的<br>保有に分類<br>された資産<br>に関連する<br>負債 | —                           | 2,109<br>(267)              | —                           | —                              | —                              | —                              | 2,289<br>(290)                 |
| <b>自己資本<br/>および<br/>負債合計</b>          | <b>280,752<br/>(35,580)</b> | <b>281,640<br/>(35,692)</b> | <b>278,941<br/>(35,350)</b> | <b>267,947<br/>(33,957)</b>    | <b>267,989<br/>(33,962)</b>    | <b>250,919<br/>(31,799)</b>    | <b>256,801<br/>(32,544)</b>    |

- (1) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (2) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響ならびにその他の債権および債務における流動・固定配分の変更を反映するために再表示されている。
- (3) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (4) 2014年の比較数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。



## 連結キャッシュ・フロー計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

| 12月31日に終了した年度         | 2017年               | 2016年               | 2015年               | 2014年               | 2013年 <sup>(1)</sup><br>(再表示後) | 2013年<br>(再表示前)     |
|-----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| 営業活動によるキャッシュ・フロー (純額) | 11,663<br>(1,478)   | 11,125<br>(1,410)   | 12,730<br>(1,613)   | 10,625<br>(1,347)   | 10,865<br>(1,377)              | 11,189<br>(1,418)   |
| 投資活動によるキャッシュ・フロー (純額) | △11,713<br>(△1,484) | △16,557<br>(△2,098) | △18,839<br>(△2,387) | △12,393<br>(△1,571) | △11,707<br>(△1,484)            | △12,275<br>(△1,556) |
| 財務活動によるキャッシュ・フロー (純額) | 712<br>(90)         | 4,138<br>(524)      | 5,574<br>(706)      | 1,223<br>(155)      | 896<br>(114)                   | 1,011<br>(128)      |
| 現金および現金同等物の純増加/(減少)額  | 662<br>(84)         | △1,294<br>(△164)    | △535<br>(△68)       | △545<br>(△69)       | 54<br>(7)                      | △75<br>(△10)        |

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

## 純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

| 12月31日現在                                    | 2017年               | 2016年               | 2015年               | 2014年               | 2013年 <sup>(1)</sup><br>(再表示後) | 2013年<br>(再表示前)     |
|---------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
| 借入金およびその他の金融負債                              | 56,846<br>(7,204)   | 65,195<br>(8,262)   | 64,183<br>(8,134)   | 55,652<br>(7,053)   | 51,637<br>(6,544)              | 53,313<br>(6,756)   |
| 負債のヘッジに使用されたデリバティブ                          | △1,176<br>(△149)    | △3,965<br>(△502)    | △3,795<br>(△481)    | △3,083<br>(△391)    | 128<br>(16)                    | 176<br>(22)         |
| 売却目的保有資産に関連する負債 <sup>(2)</sup> に組み替えられた金融負債 | —                   | 1,458<br>(185)      | —                   | —                   | —                              | —                   |
| 現金および現金同等物                                  | △3,692<br>(△468)    | △2,893<br>(△367)    | △4,182<br>(△530)    | △4,701<br>(△596)    | △5,096<br>(△646)               | △5,459<br>(△692)    |
| 売却可能金融資産—流動性の高い資産                           | △18,963<br>(△2,403) | △22,266<br>(△2,822) | △18,141<br>(△2,299) | △12,990<br>(△1,646) | △12,566<br>(△1,592)            | △12,548<br>(△1,590) |
| RTEおよび被共同支配子会社への貸付金                         | —                   | —                   | △670<br>(△85)       | △670<br>(△85)       | △670<br>(△85)                  | △1,005<br>(△127)    |
| 売却目的保有資産 <sup>(2)</sup> に組み替えられた金融資産        | —                   | △104<br>(△13)       | —                   | —                   | —                              | —                   |
| 売却目的保有資産の純負債額                               | —                   | —                   | —                   | —                   | —                              | 985<br>(125)        |
| 純負債額 <sup>(3)</sup>                         | 33,015<br>(4,184)   | 37,425<br>(4,743)   | 37,395<br>(4,739)   | 34,208<br>(4,335)   | 33,433<br>(4,237)              | 35,462<br>(4,494)   |

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

(2) 2016年における売却目的保有資産の純負債額は、主に、CTE (RTE (フランス・エネルギー法により定義されるEDFの独立子会社) の100%を保有する会社) およびポーランドの会社に関係している。

(3) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表には直接表示されていない。これは、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものからなる。流動性の高い資産は、ファンドまたは有価証券からなる、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

## 2【沿革】

ガスおよび電力分野が国有化される中、1946年4月8日付法律によりEDFは商工業公益企業体（EPIC）として設立され、電力およびガス産業（IEG）に関する特別な地位を付与された。この法によっても一定数の非国営の配電会社（DNN）および地方配電会社（LDC）が生き残った。

1946年から2000年までの期間は、当グループの産業基盤の発達によって特徴付けられた。当初は、石炭を燃料とする火力発電所を有し、燃料油および水力発電所と続き、特に1952年にティグネおよび1960年にセール・ポーンソンにダムが建設された。1963年、EDFは、シノンに最初の商業用原子力発電ユニット（70MW）の運転を開始し、かかるユニットは、1972年まで建設が続いた天然ウラングラファイトガス（UNGG）系の6世代ユニット系列の初代ユニットである。1973年および1979年の石油危機は、火力から原子力への変換を加速させる結果となった。1969年、UNGG系は加圧水型原子炉（PWR）系に替えられ、PWR系は新しい発電所に使用された。

1990年代初め、EDFは国外で著しい拡大を遂げ、具体的には1998年12月、London Electricity（2003年6月30日にEDF Energyと名称を変更した。）を買収した。この方針はさらに続き、2001年、EnBWの株式の20%（2005年までには45.01%に引き上げた。）を取得し、IEBのコンソーシアムによりイタリア企業Edisonの株式持分（63.8%）を取得し、このうちEDFは18.03%を所有した。2002年、英国を拠点とする配電会社2社、EPN Distribution Plc.およびSeeboard Plc.を買収した。

フランスにおいて、近年の主要な発展は欧州規則によって推進された市場の自由化であった。1999年2月、市場の20%を占める年間の電力消費量が100GWhを超える施設が、供給業者を選択する資格を得た。有資格の閾値はその後段階的に低下し、これにより2000年5月に市場の30%が、その後、2003年2月に市場の37%が開放され、また、非住宅用顧客の市場全体が自由化されたため、2004年7月には市場の69%が開放された。2007年7月以降、市場は住宅用顧客を含め、完全に自由化されている。

同時に、自由市場が効率的に機能するための機関が設置された。フランス電力規制委員会（後のエネルギー規制委員会（*Commission de régulation de l'énergie*またはCRE））が、2000年5月に設立された。同年、市場のすべての事業者に対して、公平なアクセスを保証するために、EDFは、高圧および超高压公共送電網を管理するRéseau de Transport d'Électricité（2005年にRTE EDF Transportの名称でEDFの子会社（かかる会社を本書においてNEW NP、New AREVA NPまたはFramatomeというが、同一の会社である。）となり、後にRTE Réseau de Transport d'Électricitéと名称を変更）を設立した。2000年、当グループは、取引のスペシャリストであるルイ・ドレフュス氏とともに、商事会社としてEDF Tradingを設立した。2003年に同社はEDFの完全子会社となった。2001年、EuronextおよびEDFを含む電力市場の様々な工業および金融業者が、フランスの電力取引所Pownextを設立した。2001年、EDFが、EnBWに出資することを承認することを条件に、欧州委員会はEDFに対し、競争相手の市場へのアクセスを容易にするため供給量入札システム（仮想発電所、またはVPP）の実施を要請した。2003年、EDFグループはCompagnie Nationale du Rhôneの株式をSUEZ（現在のEngie）に売却した。

2004年11月20日、2004年8月9日付法律に従って、EDFはフランスの株式会社（*société anonyme*）となり、取締役会が設置された。

2005年、EDFおよびA2A SA（IHAEM SpA）は、公開買付けが開始された後、Edisonの共同買収に関する契約を締結した。EDFグループは欧州に再度焦点を当てる戦略を続行し、子会社EdenorおよびLightの支配的持分ならびにメキシコにおける資産を売却した。

EDFは、196,371,090株の新株発行、ならびにEDFの従業員、元従業員および特定の子会社に対するフランス政府による当社における保有株式34.5百万株超の売却を通じて、2005年11月に新規株式公開を果たした。その後、2007年12月3日にフランス政府は、所有する45百万株を売却した。

2006年後半には、EDFグループにより50%を保有されている子会社のEDF Énergies Nouvellesが、新規株式公開を果たした。

2008年1月1日から、EDFの配電事業は、2006年12月7日付フランス・エネルギー法に準拠した配電事業活動への貢献の結果として、EDFの子会社となったEnedis（IERDF）（Enedisは、エネルギー法において定義される独立経営子会社である。可読性のため、以降本書においてEnedisに言及する際は単にEnedisとし、エネルギー法において定義される完全独立子会社であることに都度言及しないものとする。）により行われている。

2008年から2009年には、EDFグループは、中国の公共事業であるCGNとジョイント・ベンチャーを設立し、英国において最も大きなエネルギー会社の1つであるBritish Energyを買収し、米国を拠点とするConstellation Energyの原子力資産の半分近くを取得したことによって、国際的に原子力の再興において主要な企業となった。またEDFは、ベルギーの会社であるEDF Luminusの株式の51%を取得し、2010年にはEDF Luminusにおける持分を63.5%まで引き上げた。

2010年にEDFは香港のCheung Kongグループに対する英国配電網の売却を完了させ、また2011年、ドイツのバーデン・ヴュルテンベルク州にEnBWの株式の売却を完了させた。

2011年、簡易型の選択型の現金による買付または株式交換の慣行に続く少数株主のスクイズ・アウトによって、EDF Énergies Nouvellesにおける保有が100%まで増加したことにより、EDFは再生可能エネルギーを利用した発電の分野における主要な事業者としての地位を確かなものとした。

A2Aとの戦略的パートナーシップから7年超が経過した2012年、EDFはイタリアの電力市場における中心的企業の1つで、欧州において4番目の市場規模であるEdisonを承継した。この取引はガスチェーンのすべての段階におけるEdisonの専門性を頼りにする、当グループのガス戦略の一環として実施された。

2014年、EDFはアメリカの先駆的な原子力事業者であるExelonに対して、EDF（49.99%）およびExelon（50.01%）により保有されるCENGが所有する原子炉5基の運営管理を行う権利を委譲した。さらに、EDFはCitelumグループを含むフランスにおけるDalkiaのすべての事業ラインを承継し、VeoliaはDalkiaグループの国際事業を承継した。最後に、F2i、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesは、F2i（70%）ならびにEdisonおよびEDF Énergies Nouvellesが保有する持株会社（30%）により保有される、再生可能エネルギー分野においてイタリアで3番目の規模の事業会社を設立した。

2015年、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation（CGN）はサマセットにおけるヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設および操業に関する法的拘束力のない戦略的投資契約を締結した。かかるパートナーシップは、EDFの取締役会によって2016年7月28日に承認された。契約書類は、2016年9月29日付で調印された。

2015年および2016年、EDFおよびAREVA SAは、EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得、ならびに包括的な戦略的および産業パートナーシップのための、法的拘束力のない2つの覚書に調印した。かかる覚書の条件に従い、EDFによるAREVA NPの完全子会社である事業体（NEW NP）の独占的支配権の取得に関する条件を規定する契約は、2016年11月15日付で調印された。かかる取引は2017年12月31日に完了した。Framatomeに改名したNew NPは現在、三菱重工業株式会社（19.5%）およびAssystem（5%）と並んで75.5%をEDFにより保有されている。Framatomeは、原子力発電所ならびに原子力設備、燃料集合体および利用可能な設置基盤向けの産業事業、設計事業および供給事業をとりまとめ、約14,000名の従業員を有している。さらに、その80%をEDF、残りの20%をFramatomeにより保有される専門会社であるEDVANCEが2017年6月に設立された。当該専門会社は、ニュークリア・アイランドの設計（基幹および詳細な設計）ならびに建設（供給、構築および起動）、ならびにフランス国内外における新規原子炉の計装制御に関連する前述の2社の事業をとりまとめている。

加えて、EDFは、RTEの被支配株主持分49.9%をフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに譲渡するための契約を2017年3月31日付で締結した。

2017年3月30日にEDFは、1株当たり6.35ユーロの新株632,741,004株、総額4,018百万ユーロ（プレミアム発行を含む。）の優先引受権が付された現金増資を完了させた。フランス政府が30億ユーロ、すなわち発行株式の75%を引き受けた。当該株式発行は成功裏に終わり、約4.9十億ユーロとなった。市場申込倍率は185.9%となった。

### 3【事業の内容】

#### (1) 当グループの戦略

##### ① 環境および戦略的課題

気候変動との闘いは、地球温暖化を＋2℃までに抑制するという目標の下、極めて重要な局面を迎えている。

今日の世界の二酸化炭素排出量のほとんどは、エネルギーによるものである。脱炭素化のためには、エネルギー効率化ソリューションの開発によるエネルギー消費の低減が重要である。

当社は、再生可能エネルギー、火力エネルギー、電力エネルギーおよび原子力エネルギーといった低炭素ソリューションの開発を促進することにより、引き続き発電および暖房における炭素強度（世界の二酸化炭素排出量の40%超を占める。）の低減に注力しなければならない。

かかる点につき、既に炭素強度の低い施設を有するフランスは、欧州の主要な近隣諸国よりも先んじている。再生可能エネルギーと原子力エネルギーの補完関係を活かし、この低炭素かつ競争力ある構成を長期的に維持しなければならない。

電力は、モビリティ、建物および産業部門における化石燃料の代替燃料と並んで、二酸化炭素の直接的な削減における重要な要素である。このため、地球温暖化を＋2℃までに抑制するという将来予測シナリオにおいて、2040年から2050年の間までには、低炭素電力を主要なエネルギー源としなければならない。したがって、2050年までに現在の水準の4分の1まで排出量を削減し、炭素中立を目指すために、電力利用の促進およびエネルギー効率化に向けた取組みの強化が必要である。

しかしながら、既存資産を維持するため、また、より長期的には発電所を刷新するために重要な投資を行うことが依然として必要とされているにもかかわらず、市場および欧州の規制環境により発電会社の現在の事業モデルは抑制されている。

- ・2017年には、2016年末から始まった燃料価格（石油、ガス、石炭）の回復が裏付けられたものの、資源（とりわけシェールガス）が潤沢であったことから、過去10年間の初めと比較すると大幅に低い水準に留まっている。
- ・二酸化炭素の価格は、2017年度下半期中に比較的上昇したものの、依然として著しく低く、これは、欧州における脱炭素化・省エネへの移行目標と矛盾するものである。
- ・かかる二酸化炭素の低価格は、依然として欧州の電力需要が低迷し（2000年から2016年にかけて年間平均0.6%の増加（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2017年11月））、それにもかかわらず政府補助を受けた大型のエネルギー生産設備が送電網に接続されている中で、石炭の経済的な継続性および褐炭の生産手段を事実上支えている。したがって、歴史的に低い電力の市場価格は、欧州における追加的な大規模の廃炉につながる可能性がある、欧州の発電部門における過剰設備によるものである。例えば、フランスでは、価格は2015年には約40ユーロ/MWhとなり、2016年にはこの水準を下回った。2017年、フランスのN+1電力の市場価格は33ユーロ/MWhから44ユーロ/MWhの間で変動した。これらの水準は、部門を問わず、新規の発電施設の開発費用を下回るものである。

これに対し、エネルギー消費は新興市場、特にアジアにおいて急速に増加しており、これらの地域の発電会社はこれによる恩恵を受けている。2016年から2040年にかけて、中国においては年間約+173TWh（平均で年間+2.2%）、またアフリカにおいては年間+52TWh（年間+4.0%）となる見込みであるのに対し、欧州連合においては年間+11TWh（年間+0.3%）となる見込みである（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2017年11月）。

欧州においては、フランスおよび英国が、主としてエネルギー効率、再生可能エネルギーおよび原子力を組み合わせた混合施策を中心に、低炭素・脱エネルギー依存政策を展開している。そのため、発電施設の大規模な建替えの実施を必要とする英国は、かかる政策に即した市場モデルを構築した（最低炭素価格、差額決済契約、容量市場等）。フランスでは、電力は低炭素への移行の原動力としても使用されており、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、フランスにおける原子力の容量に63.2GWの上限を設定する。これは、需要および輸出余力の変化を受け、エネルギー構成における再生可能エネルギーの発展に見合うものである。また、特にフランス、英国およびベルギーにおいて、供給量市場も拡大している。

第21回締約国会議（COP21）においてパリで成立した合意では、気候変動に対応するために講じられている対策および欧州域外におけるエネルギー移行の拡大が確認された。168か国および欧州連合から批准されたこの合意は、2016年11月4日に効力が発生した。モロッコおよびドイツで開催されたCOP22およびCOP23では、米国が合意から脱退したものの、パリで承認されたロードマップが再確認された。2017年12月にパリで開催された気候変動サミットでは、資金の動員が支援され、世界的な気候変動との闘いを支持するコミットメントの形成に至った。

フランスでは、2015年8月に採択されたグリーン成長に向けたエネルギー移行法において、フランスにおける温室効果ガス排出量、エネルギー消費およびエネルギー構成に関するいくつかの中期的・長期的な目標が定められている。この法律は、国家的な低炭素戦略およびこれらの目標を管理するための複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の策定につながった。PPEは、公共企業がすべての多様なエネルギー形態を管理するための方向性および取組みの優先順位を、5年間にわたり定めている。現行のPPEは、2016年から2018年および2019年から2023年の期間を対象としている。2018年には、2019年から2023年および2024年から2028年の期間に関して新たなPPEが策定され、公開討論に供される予定である。

顧客は、エネルギー方針に係る各々の消費および地域においてより主体性を持つことを望んでいる。この新たな期待感を受け、エネルギー事業者は、電気通信技術およびデジタル技術の革新ならびに電気自動車を含む新たな用途の出現に促進され、新たなソリューションおよびより分散化された新たなモデルを考案することを求められている。

このように、電力業界は、中長期的な社会的動向および技術的動向の影響を受けており、従来以上に変革が起こっている。かかる変革を背景に、またかかる展望に基づき、欧州の発電会社は投資を削減し、また対象を絞った事業、特に再生可能エネルギー、低炭素ソリューション、国際的な成長分野、電力網、顧客への供給およびサービスに投資を集中させている。

したがって、EDFは明確な戦略上の課題を指摘している。

- ・気候変動との闘いにおいて責任ある役割を果たすこと。フランスのグリーン成長に向けたエネルギー移行法および英国の気候変動法で規定されている目標ならびに欧州連合の2020年および2030年のエネルギー・気候変動パッケージにおいてより幅広く規定されている目標の達成に貢献すること
- ・原子力資産の経済的収益率および安全性を確保すること
- ・他社と差をつけ、発電能力および顧客へのサービス（特にデジタル・サービス）を刷新および拡大するための技術力および経済的能力を備えるために革新を行い、それによりエネルギー効率化および供給保障において役割を果たすこと
- ・特にエネルギー貧困に対する団結と闘い、他者の尊重、ならびに事業手法面での責任および倫理において、EDFグループが常に極めて優れた公共サービス事業者であることを確保すること
- ・すべての利害関係者のための持続可能な価値創造に向けて進むこと
- ・当グループの変革へのすべての利害関係者による関与を促進させる環境を作ること

そのため、特に厳しい市場状況において、EDFグループは、その優先的な発展分野に投資することができるよう、CAP2030戦略の遂行に懸命に取り組んでいる。

## ② CAP2030の戦略における優先目標

低炭素化の進展を支持する、責任ある、また能率的な発電事業者となること。これが、CAP2030の戦略に推進されるEDFグループの目標である。かかる目標は、成長因子の追求と既存資産の最大活用を結びつける3つの優先目標に分けることができる。

- ・顧客および地域とのつながり
- ・原子力および再生可能エネルギーをバランスよく組み合わせた低炭素発電
- ・海外展開

2015年以降、15超の計画が立ち上げられ、当該3つの戦略的優先事項を実現させた。

かかる目標はまた、簡略化、革新およびデジタル技術、個人の意欲および技能、説明責任および業績管理という4つの主要分野に基づく変革プログラムを通じて達成される。

### (i) 顧客および地域とのつながり

エネルギーの移行において顧客および地域を支えるため、EDFグループはかかる顧客および地域に競争力のある低炭素エネルギー・ソリューションを提供しており、スマート・グリッドに関する専門知識を得た。

Dalkia、Citelumおよびその他子会社（Sodetrel、Edelia、Netseenergy）を通じた、エネルギー・サービスにおけるEDFグループの優位性により、同グループが、エネルギー効率化の達成および分散化された地方システムの発展において顧客を支援することが可能になっている。2017年、EDFは、顧客へのかかる製品提供を促進するため、「EDFエネルギー・ソリューション（EDF Solutions énergétiques）」というブランドを立ち上げた。

住宅用顧客向けに、EDFグループは、フランスおよび「欧州の主要国」（英国、イタリア、ベルギー）において販売されている一連のデジタル・エネルギー・サービスを提供し、また継続して開発している。例えば、2016年のSoweeの設立（2017年にさらに多角化した、革新的なコネクテッドホーム向け製品およびソリューションを提供する子会社）は、特に住居の持続可能な快適性に関する顧客の新たな期待に応えるためのEDFグループの取組みを反映している。既存のサービスおよび顧客窓口もまた、特に幾つかの国に配置されているスマート・メーター・システムに促進され、新しいデジタル技術および機能により継続して強化される。

EDFグループは、以下の方法によりエネルギーの移行に積極的に取り組んでいる。

- ・顧客のためのエネルギー効率化ソリューション（断熱、高効率ソリューション、革新的なデジタル・ツールの展開等）の提供または開発
- ・2030年までにフランスにおいて追加で数十TWhを占める可能性がある、新しい効率的な電力の利用による化石燃料の代用に向けた取組み（電気モビリティ、ヒートポンプ、低炭素住宅等）
- ・自家消費に係るサービスである「*Mon Soleil et Moi*（私の太陽と私）」などの無炭素かつ分散された発電容量の開発
- ・再生可能エネルギーおよび回収エネルギーを使用する暖房ネットワークの開発および運営

- ・新規事業部門の検証および調査、当グループの成長のための新たな推進力の創造、ならびに顧客に対する新たな幅広い製品および革新的サービスの提供を目的とする、当グループ内外のプロジェクトの起業支援組織であるEDF Nouveaux Businessの創設

最後に、再生可能エネルギーの開発、Linkyスマート・メーター（Linkyとは、配電網事業者Enedisによるプロジェクトである。簡略化のため、以降本書類においてLinkyについて言及する際、それがEnedisのプロジェクトである旨を必ずしも特定しない。）の配備および大都市圏の出現により、配電網は電力システムの移行の前線にある。そのため、配電事業者は、エネルギーの移行における推進役という主要な役割を担っている。かかる点につき、EnedisおよびEDFは、委託契約当局との関係性の近代化のため、全国委託元当局連合会（FNCCR）およびフランス都市連合とともに、規制料金による公共配電および電力供給に関する新たな委託契約案を作成した。この契約では、公共サービス、地域の連帯および全国的な最適化というフランスにおける委託モデルの原則を維持しつつ、地域の変革およびエネルギー移行を一本化している。

エネルギーの移行を支援するため、EDFグループは貯蔵、太陽エネルギー、電気モビリティ、スマート電力システムおよびBouyguesグループとのコンソーシアムによるディジョン・スマート・シティ契約の締結等の持続可能な地域のエネルギー・ソリューション（スマート・シティ）に関する研究および開発を強化している。

また、EDFグループは、顧客の期待に応えるため、また新たな消費パターンに適用され増加するデジタル・コミュニケーション手段に基づいたソリューションおよびサービスを提供するため、これまで以上に技術革新に注力する。

最後に、CAP2030の一環として、EDFグループは、6つの企業責任目標への取組みを誓約している。

## （ii）超低炭素発電：原子力および再生可能エネルギー

超低炭素発電施設の分野におけるリーダーであり続けるため、EDFグループは、再生可能エネルギーの開発を強化し、既存の原子力施設および新規の原子力施設建設への投資に係る安全性、業績および競争力を確保している。実際に、EDFの原子力施設により、フランスはより安価な電力費用を依然として保ちつつ、温室効果ガス排出の抑制において既に隣国と大きな差をつけている。

超低炭素発電の目標達成は、水力および原子力に係る資産基盤を統合することから始まる。

- ・EDFは、経済、エネルギーおよび環境に関する業績を統合するために水力発電委譲へ定期的に投資し、将来的には水力発電を強化するためのソリューションを提案する。
- ・EDFは、今ではフランスの原子力施設の経済面および炭素の面での競争力が証明されたことから、最高基準の安全要件に基づき、かかる施設の運転期間を40年超に延長する承認を得るために投資を行っている。これに関連して、EDFの取締役会は、2015年1月22日付で「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」方針を承認した（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績—フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム」を参照。）。さらに、取締役会は、2016年7月28日付で、フランスのPWR 900MW系列（フェッセンハイムを除く。）の償却期間を50年に延長することを承認した。かかる承認は、各10年点検後にそれぞれのユニットに対して個別に付与する継続的な稼働許可に関する原子力安全当局（ASN）による決定に影響するものではない。かかる決定は、複数年にわたるエネルギー計画に沿うものである。英国の原子力発電所すべての耐用年数を、当初の耐用年数から平均8年間延長するための投資も行われた。
- ・責任ある発電事業者として、EDFグループは、フランスおよび英国における原子力発電所の廃炉および廃棄物管理の準備に対する投資も行う。

EDFグループは、新たな原子力プロジェクトおよび再生可能エネルギーの間のバランスを取りつつ、新たな開発を継続する。新たな原子力プロジェクトに関する主要な課題は、以下のとおりである。

- ・フラマンビル3および台山の稼働開始
- ・ヒンクリー・ポイントにおける2つのEPR原子炉の建設および稼働。かかるプロジェクトの最終合意は、2016年9月29日付でEDF、CGNおよび英国政府によって調印された。
- ・EDFによる、原子力ボイラーおよび燃料集合体の設計および供給に相当するAREVA NPの事業（EDFが75.5%を所有する会社（現行名称Framatome）が担っている。）の独占的支配権の取得（「第2 2沿革」を参照。）。)
- ・将来的にFramatomeと共同で行われる、EPR 2プロジェクト（新型モデルのEPRプロジェクトの後続プロジェクト）に係る原子炉の設置
- ・EDVANCEの事業の展開（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（d）EDVANCEの設立」を参照。）。)
- ・（特にインドにおける決定に伴う）輸出市場向けのEPRの開発

再生可能エネルギーに関して新たに開発された発電方法は、基本的に陸上および洋上の風力発電、太陽光発電ならびに水力発電となる。2017年12月、EDFは、2020年から2035年までの間にフランスにおいて30GWの太陽光発電施設を設置することを目標とした太陽光エネルギー開発計画である、ソーラー・プランを発表した。フランス国外におけるかかる資産の展開は、EDFグループの海外戦略に従って行われる。かかる点につき、2017年、当グループは、新規プロジェクトの発展により、フランスだ

けではなく米国、英国、ドイツ、中東、ブラジル、チリ、インドおよび中国において再生可能エネルギー産業の統合を強化した（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

EDFは、超低炭素発電の優先度に則って、エネルギー移行の目標に十分でありまた同目標に合致した二酸化炭素の価格を、可能であれば欧州レベルで保証するため、二酸化炭素の価格上昇措置の必要性を支持する。英国およびオランダは、これらの価格措置を導入し、フランス政府はその原則を支持している。EDFは、かかる措置は、その効果を十分に発揮するため、すべての発電分野において適用されるべきであるとする。かかる措置は、炭素排出量を抑制するための最も安価な手段に投資し、無公害の資産の価値が完全に評価されるよう支援するための経済および金融業者のインセンティブを構成する。

### （iii）海外展開

EDFグループは、公共政策に従って、エネルギー安全保障、経済的競争力の強化および欧州経済の低炭素への移行において役割を果たすことにより、フランスおよび欧州の中核国（英国、イタリア、ベルギー）のエネルギー市場における主要なプレーヤーでありたいと考えている。

当グループは、3つの長期目標（すなわち、いくつかの非欧州の国々を当グループにおける中核国とすること、世界的なエネルギー移行に資する投資選択を行うこと、および（2015年から2030年の間に）当グループ事業における「グランド・インターナショナル」のシェアを3倍にすること）への取組みにより、欧州外へも進出している。

このように、EDFは地理面で対象を絞ったアプローチを採用しており、エネルギー・サービスおよびエンジニアリング事業に加え、低炭素の水力、風力および太陽光発電プロジェクトに重点をおいている。

ガス発電インフラ・プロジェクトも進展しており、これはエネルギー転換において重要な要素となる。

EDFは、新規の原子力発電所に関しては、その幅広い経験およびFramatomeの専門技術を活用し、海外市場（インド、南アフリカ等）での新規機会を開拓する方針である。

### （iv）移行

安全衛生、デジタルおよび新しい仕事慣行、責任および簡略化、技能ならびに評価モデルは、当グループの移行における5つの主要な手段である。

当グループは、組織および作業方法の合理化により経営管理慣行を適用する。例えば、2016年において、EDF SAは、マネージャーの労働日数規定ならびに従業員のキャリアを強化し、内部での異動および昇進のための研修の促進を目的とした「専門的知識」協定の導入に関して、2件の労働協約を締結した。当グループは、方針を合理化および簡略化し、その数を200から40に削減するとともに、適用をより容易にした。

さらに、実験（「研究」および顧客との協働によるプラットフォームの構築）ならびにオープンな革新プログラムに基づく革新の促進は、当該移行に貢献するものとなる。「新規ビジネス」を担当する部門であるEDF Nouveaux Businessの創設は、当該分野における課題解決のためにEDFが漸次的に発展させている技術を完成させた。EDF Nouveaux Businessは、起業支援、当グループ外の新興企業に対する（Electranovaのファンドを通じた）投資または技術的パートナーシップを活用する（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）EDF Nouveaux Business」を参照。）。

デジタル変革は、従業員および社内作業方法、顧客関係ならびに産業資産の管理および設計を含む。2016年末における変革・経営効率部門の創設は、情報システム、購入、不動産および共通サービスに関連する当グループの業務を統合するものであり、当該分野を促進したいという当グループの意向を反映している。

EDFグループにとって、業績の改善は常に優先される。現在の経済および財務状況は、かかる改善の必要性をさらに高めている。当グループは、他社と同じ水準となるよう、原価管理を強化しており、その手法は、関係する対象（学際的機能、運営主体等）に応じて調整されている。

### （v）持続可能な開発

CAP2030戦略的計画の一環として、国連の新しい持続可能な開発プログラム（2015年から2030年）に関連し、EDFは6つの企業責任目標を通じた企業責任に係る取組みを誓約した。当グループは、利益性が高く責任ある開発に貢献するための当グループの事業および子会社のロードマップを示す年次報告を行うことを誓約している。

- ・気候変動：当グループの二酸化炭素の排出量をさらに削減し、COP21が設定する+2℃の目標の要件を超えること。当グループの二酸化炭素の排出量は、当グループの欧州内の主要な同業他社と比べて既に非常に低い水準にある。
- ・人材開発：安全衛生、ジェンダー平等および社内昇進などの人材開発分野での産業グループにおける成功事例の導入
- ・エネルギー貧困：すべての社会的弱者層に対して、エネルギー消費を支援し権利の行使に助力するための情報およびソリューションを提供すること
- ・エネルギー効率化：顧客がエネルギー消費を最適化できるよう、デジタル・エネルギー効率化ソリューションを通じた革新を行うこと



- ・対話および協議：透明性があり、各新規プロジェクトに開放された対話および協議のイニシアチブを、体系的かつ国際的に組織化すること
- ・生物多様性：当社の事業が及ぼす影響の把握または低減だけではなく、ポジティブな影響を与えるために、生物多様性に対する積極的な取組みを開始すること

#### (vi) 研究開発によるエネルギー移行支援

研究開発（R&D）は、既存および将来の施設の安全かつ経済効率の良い運営を強化しつつ、低炭素ソリューションの開発において重要な役割を担っている。「第3 6 研究開発活動」を参照。

#### (vii) CAP2030の成功要因

CAP2030により、当グループは、低炭素、再生可能エネルギーおよび原子力エネルギー、顧客のためのサービス、分散化されたエネルギー・ソリューションに焦点を当てた資産ポートフォリオを展開することができる。

CAP2030の成功に係る重要な要素は以下のとおりである。

- ・サービスの幅および模範的な顧客窓口の拡大
- ・特に原子炉の新規モデル、「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画または英国における新規の原子力発電所建設の展開などの主要プロジェクトの管理
- ・プロジェクトに対する投資の厳選、当グループの作業方法および総員のコミットメントの変革
- ・費用管理

これを受けて、2017年、当グループは、2016年4月22日に公表されたパフォーマンス計画の展開を確認し、以下のとおり目標を更新した（「第3 7 (10) 見通し」を参照。）。

- ・2015年から2018年にかけての0.8十億ユーロの営業費用の削減（比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービスの事業の営業費用の変動を除く。）。2017年末現在、2015年と比較した累積削減額は0.7十億ユーロとなり、これは当初の目標が計画を1年前倒して達成されたことを意味している。
- ・2018年末までにほぼ完了する見込みの、2015年から2020年における約10十億ユーロの資産売却計画。2017年末現在、完了した取引は約8.1十億ユーロ相当であった。
- ・2015年から2018年にかけての1.8十億ユーロの運転資本要件の最適化計画。2015年から2017年の期間にかけての累積寄与額は1.9十億ユーロとなり、2017年末現在で目標額を上回っている。

また、当グループは、Linky、新たな開発および資産の売却を除く純投資を管理する取組みを継続しており、2018年は約11十億ユーロとすることを目標としている。

2017年3月28日、EDFは、4十億ユーロの増資の成功を発表した。この増資のうち、フランス政府は、そのコミットメントに従い、約75%に相当する3十億ユーロを拠出した。増資による手取金は、主として、CAP2030戦略に従った2017年から2020年までの当グループの開発事業資金として、また当グループの財政上の柔軟性を強化するために使用される。

さらに、2017年、当グループは、変革プログラムにおける3つの重点（説明責任、簡略化および革新・デジタル技術）に関する当グループの運営方法についても取組みも行った。

- ・20の事業ユニットへの改編および経営指標の見直し
- ・外部認定プログラムの設定による、プロジェクト・マネージャーのプロフェッショナル化
- ・一部プロセス（購入、訓練、報告等）の簡略化
- ・起業による新規サービスの創設（Sowee、EDF S&F、ZiniumおよびAgregio）を通じた革新の展開ならびに当グループ全体で30超の革新の場を擁する参加型革新の支援
- ・デジタル戦略の展開。30名の若手グループ（「Yプロジェクト」）による、維持管理費用および営業コストの最適化に加えて、連携ツールの利用強化および顧客サービスにおけるデータ活用の構造化を行う文化変革

### ③ 投資方針

#### (i) 2017年における投資

当グループは、2016年においては14.4十億ユーロであったのに対し、2017年においては総額14.7十億ユーロとなった総合営業投資プログラムを継続した。これらの投資の一部は、より長い期間でキャッシュ・フローを生み出すことができる成長投資であると認識されている（「第3 7 (5) ① (ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）」を参照。）。

売却を除く純投資の合計額は、2016年においては12.8十億ユーロであったのに対し、3.2十億ユーロ増加して、16.0十億ユーロとなった（Framatomeを含む。）。純投資は、4十億ユーロの新たな開発に係る項目（主として、Linkyに係る0.6十億ユーロ、英国における新規の原子力発電所に係る1.2十億ユーロ、およびNew NPの75.5%持分の取得に係る1.9十億ユーロ（New NPは、これ以降Framatomeとなった。））を含む。



新たな開発以外では、戦略的売却を除く純投資は、2016年においては11.8十億ユーロであったのに対し、2017年においては12.0十億ユーロとなった。これは、主に、原子力発電所の維持管理に係る4.7十億ユーロ、新規の原子力発電所（フラマンビル3、台山）に係る1.1十億ユーロ、フランスの規制業務および島部システム（Linkyを除く。）に係る3.2十億ユーロ（接続、本土および島部の電力網の近代化）、最後に再生可能エネルギー（1.3十億ユーロ）およびサービス（0.5十億ユーロ）に対応するものである。

2017年における資産売却は6.2十億ユーロとなり、CTEの49.9%持分の売却に係る4.1十億ユーロおよびEDF Polskaの資産売却に係る1.0十億ユーロを含んでいた。

## (ii) 投資プログラム

短期的および中期的には、当グループは以下を目標とする。

- ・それぞれ資本支出が10.5十億ユーロ（中間利息を除いたフラマンビル3建設の費用（ユーロ（2015年）））および4.5十億ユーロ（2014年から2021年の展開期間に関するもの。）相当であるフランスのフラマンビル3のEPRおよびフランスのスマート・メーター（Linky）（それぞれ「第2 3（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」および「第2 3（2）④（ii）（ニ）今後の課題」を参照。）など主要な産業プロジェクトの完了
- ・プロジェクトの100%に係る19.6十億英ポンド（中間利息およびプロジェクトの基準為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替レートの影響は含まれない。）のヒンクリー・ポイントCプロジェクトの完了を目的とする、英国の新規の原子力発電所建設に対する投資の継続（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）
- ・投資額が45十億ユーロ（2013年）に上るフランス国内の原子力に係る「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」の産業プログラムの継続（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）
- ・2017年から2020年までの期間において、再生可能エネルギーに対する投資総額が年間2十億ユーロ超となる、フランス国内外における再生可能エネルギーに対する投資の強化、および2017年12月11日のソーラー・プラン（2020年から2035年までに30GWの太陽光発電容量の設置を予定し、主にパートナーシップを通じて資金調達が行なわれる。）立上げによる太陽光発電設備容量の拡大

上記のプロジェクト（フラマンビル3、Linky、ヒンクリー・ポイントCおよび「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）、再生可能エネルギーに対する投資、ならびに当グループが実施した有形資産および無形資産の取得に関する強固なコミットメントについては、2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記44.1.2.1に記載されている。さらに、2017年、ヒンクリー・ポイントCの建設のための有形資産の取得に関連する強固なコミットメントは、2.7十億ユーロ相当の契約上の合意の下、公式なものとなった。

最後に、統合発電事業者としての戦略およびCAP2030の戦略指針の両方に従い、当グループは、その方針および経済的制限の中で、既に開始された既存の計画に加えて新規開発計画を投資対象とする。かかるプロジェクトとは、EPR2プロジェクト、英国の新たな原子力プロジェクト、再生可能エネルギーおよび国際的な持分投資に係る新しいプロジェクトである。

当グループは、経済的制限を考慮し、可能な場合にはいつでも、新たなプロジェクトの資金調達にパートナーシップを利用する方針である。

## (2) 当グループの事業の概要

EDFグループは、原子力エネルギー、再生可能エネルギーおよび火力エネルギーの発電、（持分法適用事業体であるRTE（フランス・エネルギー法により定義される独立送電網事業者）を通じた）送電、（Enedisを通じた）配電、販売およびマーケティング、エネルギー効率化およびエネルギー・サービスならびにエネルギー取引というすべての電力事業に携わる総合的なエネルギー会社である。EDFグループは、フランスの電力市場における中心的な事業者であり、欧州（主に英国、イタリアおよびベルギー）においても確固たる地位を有しており、これにより当グループは世界における主要電力エネルギー会社の1つで、かつ定評のあるガス事業者となっている。

当グループは、2017年12月31日現在、世界全体で129.3GWe（出典：EDF。連結会計方法に従って計算された数値。）の純設備容量と580.8TWhの発電量を持つ、世界で最大規模の発電設備の1つを保有している。世界の10大電力供給業者のうち、EDFグループは、原子力発電、水力発電およびその他再生可能エネルギーがその発電構成を占めていることから、その1キロワット時当たりの二酸化炭素の排出量は最も低い（出典：かかる電力供給業者10社により公表されたデータに基づく比較。）。

EDFグループは、全世界で35.1百万件の顧客口座（出典：顧客1人当たり、電気用に1つとガス用に1つの2つの顧客口座を持つことができる。）（その内の26.5百万件がフランス国内）に電気、ガスおよび関連サービスの提供を行っている。

当グループは、オペレーショナル・リスクおよび市場リスクの最適な管理を通じた顧客へのエネルギー供給を保証するため、また総利益を最大化するために、上流部門（エネルギーおよび燃料の生産および調達）ならびに下流部門（卸売りおよび小売り）の資産ポートフォリオの合同運用管理のための統合モデルを用いている。

さらに、当グループは、規制された送配電分野（それぞれ、特にRTEおよびEnedisを通じて行われ、いずれもフランス・エネルギー法により定義される完全に独立した子会社である。）においても、事業を行っている（「第2 3（2）④フランスの送配電事業」を参照。）。

### ① 発電事業

フランス本土における発電事業は、原子力発電所部門および火力発電所部門ならびに再生可能エネルギー部門に分かれている。これらの2つの部門に加えて、エンジニアリングおよび新たな原子力プロジェクト部門が、フランスおよび国外における当グループの新規の原子力資産の開発プロジェクトの責任を負っている。これら3つの部門は、欧州の主要な発電所を運営す

るために必要なすべての専門知識およびプロジェクトの推進者を有しており、その開発および持続可能性を確保し、これらの3つの分野においてグループ全体へその技術および産業の専門知識を提供している（「第2 3（2）⑤国際事業」も参照。）。

### 発電所の優位性

当グループの発電所は、以下の重要な優位性を有する。

- ・原子力および水力発電施設に起因する、可変発電コスト（可変発電コストは、発電されたエネルギー量により直接的に変動するすべてのコストに相当する。電力発電の可変コストは、主に燃料コストである。）が低く、炭化水素および炭素市場の変動に対するエクスポージャーが限定的である競争力のある発電構成。
- ・EDFの下流ポートフォリオの需要（最終顧客、代替供給業者への販売、卸売市場での販売等）を十分に賄うことのできる様々な発電手段。発電所の様々な構成要素の利用は、随時最も可変コストの低い発電手段を優先させることによって管理される。河流水力発電所は基礎発電として使用される。原子力発電所は、その低い可変発電コストにより、ベースロード発電およびミッドメリット発電に使用される。調整可能な水力発電（ダム由来）および火力発電所は、ミッドメリット発電およびピークロード発電に使用される。
- ・EDFがその耐用年数にわたり完全に管理する、原子力発電所の標準化された重要な施設。さらにEDFは発電所の耐用年数を延長し、技術的な性能を向上させるべく取り組んでいる。
- ・厳格化する環境規制の流れにおいて原子力および水力発電施設が大部分を占めていることにより、二酸化炭素を排出せずに87%の発電が可能な発電所。
- ・大陸平野部と半島（イタリア、スペインおよび英国）間の電力交換の中継点にあたる地理的な位置。

### 発電所の構成および特性

2017年12月31日現在において、フランス本土（コルシカ島およびフランス海外県については、「第2 3（2）④（iii）島部エネルギー・システム」を参照。）に92.3GWの総設備・発電容量を有するEDFは、主要欧州諸国（ドイツ、イタリアおよびスペインを含むENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）35の加盟地域（この計算は、当年の統計を翌年の4月30日にのみ入手できるため、2015年のENTSO-E統計に基づき行われている。））における総設備容量の9%近くを占める、欧州最大の発電設備を保有している。

2017年、フランスにおいてEDFの発電所の発電量は、揚水発電にかかる水力発電量を除き425.2TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて432.0TWhであった。

2017年12月31日現在、フランス本土におけるEDFの発電容量は、以下のとおりである。

- ・加圧水型原子炉（PWR）型の58基の原子力ユニット（ユニットとは、原子炉、蒸気発生器、タービン、発電装置、補助装置およびこれら収納する建物を含む発電ユニットとして定義されている。）。これらのユニットは、900MWから1,500MWまでの発電容量を有し、19か所に散在しており、その平均運転年数は32年である。
- ・稼働中の21基の火力発電ユニットがあり、その平均運転年数は約16年である。
- ・水力発電ユニットは433基であり、その平均運転年数は（計算上）73年である（「第2 3（2）①（v）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。
- ・フランスにおけるEDF Énergies Nouvelles（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）の風力および太陽光発電容量ならびにフランスにおけるTiruグループ（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia — Tiru」を参照。）の焼却所。
- ・当グループの子会社のSHEMAグループ（100%）およびCERGA（ドイツの電力会社であるEnBWと50/50の対等所有）を通じて所有する水力発電所84基。これらの発電所は、2017年において合計で設備容量が約140MWであった。

#### （i）フランスにおける原子力発電

フランスにおけるEDFの原子力発電所による発電量は、2017年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の89.1%であった。

#### （イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所

EDFのPWRモデルは、発電可能電力により3系列に分類される。

- ・平均運転年数が36年、電力容量が約900MWの34基からなる900MW系列（総電力容量30,770MW）
- ・平均運転年数が29年、電力容量が約1,300MWの20基からなる1,300MW系列（総電力容量26,370MW）
- ・平均運転年数が17年、電力容量が約1,500MWの4基からなる最新型のN4系列（総電力容量5,990MW）

合計58基がEDFの所有する19か所の施設で稼働中であり、2017年12月31日現在、これらの認可された合計容量は63,130MWである。40年を超える技術的な予想耐用年数に対して、平均使用年数が約32年であるEDFの原子力発電所は、世界中に設置された発電所と比較しておよそ平均水準である。

2017年末現在、これらのユニットの稼働時期および直近の10年点検（VD）の時期は以下のとおりである。

| ユニット                  | 稼働年  | 直近の<br>10年点検<br>終了年 | 次回の<br>10年点検 | ユニット                  | 稼働年  | 直近の<br>10年点検<br>終了年 | 次回の<br>10年点検 |
|-----------------------|------|---------------------|--------------|-----------------------|------|---------------------|--------------|
| フェッセンハイム1             | 1978 | 2009                | VD4          | グラブリンヌ6               | 1985 | 2007                | VD3          |
| フェッセンハイム2             | 1978 | 2011                | VD4          | クリュアス3                | 1984 | 2014                | VD4          |
| ピュジョイ2                | 1979 | 2010                | VD4          | クリュアス4                | 1985 | 2016                | VD3          |
| ピュジョイ3                | 1979 | 2013                | VD4          | シノンB3                 | 1987 | 2009                | VD3          |
| ピュジョイ4                | 1979 | 2011                | VD4          | シノンB4                 | 1988 | 2010                | VD3          |
| ピュジョイ5                | 1980 | 2011                | VD4          | パリュエル1                | 1985 | 2016                | VD4          |
| ダンピエール1               | 1980 | 2011                | VD4          | パリュエル2 <sup>(1)</sup> | 1985 | 2005                | VD3          |
| グラブリンヌ1               | 1980 | 2011                | VD4          | パリュエル3                | 1986 | 2017                | VD4          |
| グラブリンヌ2               | 1980 | 2013                | VD4          | パリュエル4                | 1986 | 2008                | VD3          |
| トリカスタン1               | 1980 | 2009                | VD4          | サンタルバン1               | 1986 | 2017                | VD4          |
| トリカスタン2               | 1980 | 2011                | VD4          | フラマンビル1               | 1986 | 2008                | VD3          |
| ダンピエール2               | 1981 | 2012                | VD4          | サンタルバン2               | 1987 | 2008                | VD3          |
| ダンピエール3               | 1981 | 2013                | VD4          | フラマンビル2               | 1987 | 2008                | VD3          |
| ダンピエール4               | 1981 | 2014                | VD4          | カットノン1                | 1987 | 2016                | VD4          |
| トリカスタン3               | 1981 | 2012                | VD4          | カットノン2                | 1988 | 2008                | VD3          |
| トリカスタン4               | 1981 | 2014                | VD4          | ノジャン1                 | 1988 | 2009                | VD3          |
| グラブリンヌ3               | 1981 | 2012                | VD4          | ベルヴィル1                | 1988 | 2010                | VD3          |
| グラブリンヌ4               | 1981 | 2014                | VD4          | ベルヴィル2                | 1989 | 2009                | VD3          |
| ブライエ1                 | 1981 | 2012                | VD4          | ノジャン2                 | 1989 | 2010                | VD3          |
| ブライエ2                 | 1983 | 2013                | VD4          | パンリー1                 | 1990 | 2011                | VD3          |
| ブライエ3                 | 1983 | 2015                | VD4          | カットノン3                | 1991 | 2011                | VD3          |
| ブライエ4                 | 1983 | 2015                | VD4          | ゴルフシュ1                | 1991 | 2012                | VD3          |
| サンローラン1               | 1983 | 2015                | VD4          | カットノン4                | 1992 | 2013                | VD3          |
| サンローラン2               | 1983 | 2013                | VD4          | パンリー2                 | 1992 | 2014                | VD3          |
| シノンB1                 | 1984 | 2013                | VD4          | ゴルフシュ2                | 1994 | 2014                | VD3          |
| クリュアス1                | 1984 | 2015                | VD4          | ショーB1                 | 2000 | 2010                | VD2          |
| シノンB2                 | 1984 | 2016                | VD4          | ショーB2                 | 2000 | 2009                | VD2          |
| クリュアス2 <sup>(2)</sup> | 1984 | 2017                | VD4          | シボー1                  | 2002 | 2011                | VD2          |
| グラブリンヌ5               | 1985 | 2017                | VD4          | シボー2                  | 2002 | 2012                | VD2          |

(1) パリュエルのユニット2について、3回目の10年点検が現在行われている。

(2) クリュアスのユニット2について、3回目の10年点検が現在行われている。

EDFの第1世代設計の発電所は徐々に停止され、現在は廃炉にされつつある（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）。

#### 発電割当契約

1970年代から1980年代にかけて、EDFは、欧州の原子力産業の事業者との間に、EDFのフランスの原子力発電所のユニットを背景とした発電割当契約の締結によって、工業的な協力関係を構築してきた。

この発電所において、EDFは、以下の欧州のエネルギー会社との契約に関与する10基の発電ユニット（最大1.5GW）を有している。

・EnBW（17.5%）およびスイスの電力グループCNP（15%）と共同所有するフェッセンハイム1－2（当該契約は、2017年12月31日に終了した。）。

- ・ EnBW（５％）と共同所有するカットノン １－２
- ・ Électricité de Laufenbourg (Axpoグループ)（17.5％）と共同所有するビュジョイ ２－３
- ・ Electrabel (Engieグループ)（12.5％）と共同所有するトリカスタン １－４
- ・ EDFのベルギーの子会社であるEDF Luminus（3.3％）と共同所有するショーＢ １－Ｂ ２

これらの発電割当契約の目的は、建設費用、年間営業コスト（上流および下流燃料コストを含む。）、地方税および原子力エネルギーに課税される特別税ならびに廃炉関連費用を共同負担する見返りに、各パートナーが実際に発電された電力のそれぞれの割当分（それぞれに割り当てられた容量の割合に基づく）を利用できるようにすることである。これらの取引において、パートナーは発電所（最初の３基が関連する。）の開発において、産業上のリスクをEDFと共有し、発電所の現在の操業に関連する業績上のリスクを負う。一方で、パートナーは操業上の役割は担わない。

さらに、EDFは、発電所のプールに関連する第２のタイプの発電割当契約（合計でおよそ２GW）に調印し、これによりEDFはそのパートナーが関連するユニットについてパートナーのために確保された容量の割当てに適用される、標準的な発電所のすべてまたは一部の稼働率の水準により定められる発電量の割当てを得ることを可能にした。かかる契約は主に以下の発電所に関係する。

- ・ ショーＢ １－Ｂ ２（最新型N ４系列）について、Electrabel（21.7％）
- ・ カットノン ３－４について、Électricité de Laufenbourg（7.8％）およびCNP（21.8％）

## （ロ） 原子力発電所の操業および技術的実績

原子力発電とは、その可変コスト、主に燃料関連コストが営業コスト（営業コストとは、以下のとおり規定される。燃料コスト（燃料サイクルにおける下流部門費用を含む。）、営業費用（購入費用、外部サービス費用および従業員費用）ならびに維持管理コスト（費用および投資）。建設関連の投資または廃炉費用は含まない。）の30％未満と低い数値を示す発電方法である。したがって、この運転の段階において原子力発電所の競争力のとこ入れを図るには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび維持管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルのとこ入れに関しては、「第２ ３（２）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」に詳しく述べる。

### 原子力発電所の操業方法

#### 発電サイクルおよび計画的な供給停止

気温に対して非常に敏感であるフランスの季節ごとの大幅な消費変動、整備資材の入手可能性および原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整するために、EDFは現在、発電所に12か月および18か月の発電サイクルを採用している。2017年末におけるその区分は以下のとおりである。

- ・ 28基の900MW系列の運転サイクルは約12か月である。
- ・ 6基の900MW系列、20基の1,300MW系列、および4基のN ４系列（1,450MW）の運転サイクルは約18か月である。

これらの運転サイクルの終わりに、炉心に搭載された燃料の一部を交換し、維持管理を行うために、供給停止期間が計画されている。

各発電サイクルの終了時に、以下の２種類の計画的な供給停止が交互に行われる。

- ・ 燃料交換のための通常の操業停止。その標準的な期間は約35日間であり、簡単な維持管理または定期的な検査もこのタイプの停止期間に行われるが、使用済燃料の排出および新しい燃料との交換が主要な作業である。
- ・ 燃料交換および維持管理のための部分的点検。その標準的な期間（標準的な期間は、供給停止の種類ごとの最適化された現実的な言及に基づく期間を表している。これらは、過去の供給停止からのフィードバックを考慮している。予定された供給停止期間は、実施される作業計画によって、これらの標準的な期間の前後で変動する。）は約70日間である。

10年ごとに、10年点検の実施のために、発電所は約110日間の標準的な期間中停止される。かかる期間の長さは、作業および維持管理プログラムならびに関連する系列によって異なる。10年点検のプログラムの内容には以下が含まれる。

- ・ 操業停止の場合と同様に行う、使用済燃料の排出および新しい燃料の補給。
- ・ 一次冷却システムの水力テスト、格納容器の漏洩テスト、原子炉圧力容器の検査作業。
- ・ 10年間の安全性再評価に伴う改良作業。
- ・ 特に主要な部品の修理および交換を含むその他特定の維持管理業務。

10年点検の終了時に、ASNは原子炉の再稼働を承認するか否かを決定し、操業継続に係る条件を定めた技術面での指示を交付する。

### EDFの原子力発電所の操業

可変コストが低いため、原子力発電資源は、河流水力およびその他の不可避の再生可能エネルギー、ならびに分散型エネルギー事業者からの購入義務に基づいて購入したエネルギーに続くベースロード発電として第一に使用される資源である。1年

間（夏冬、昼夜を問わず）のエネルギー消費量の変動および国境地帯での相互接続が限定されていることに起因して現状では制約されている卸売市場の流動性によって、原子力はミッドメリット発電にも使用されることとなった。フランスの季節ごとの大幅な消費変動および冬季の消費レベルの大きな変動のため、計画的な原子力発電所の操業停止は、4月から10月の間に集中させることが必要になる。2003年の熱波では、河川における非常に高い温度の影響、とりわけ「川岸の」ユニットの操業状況に関する影響が浮き彫りにされた。これに従い、「川岸の」ユニットについては、冷却能力が気候にさほど左右されないため、7月および8月中のユニットの操業停止数を減らし、最大出力での操業を継続できるように、発電ユニットの操業停止頻度の見直しが行われた。

## 発電および技術的実績

2017年の原子力発電所による発電量は379.1TWhであって、2016年の発電量から4.8TWhの減少であった。

年間のエネルギーとして示される原子力発電は、フランスの原子力発電所については「Kp」という負荷率（理論上の最大エネルギー、すなわち設備容量が1年を通して常に稼働された場合の発電エネルギーに対する発電されたエネルギーの比率と定義される。）に相当する。当該比率は、2つの係数を掛け合わせるにより得られる（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

- ・稼働率（Kd）（理論上の最大エネルギー、すなわち設備容量が1年を通して常に稼働された場合の発電エネルギーに対する利用可能エネルギー（利用可能エネルギーは、計画的な供給停止、故障によるまたは安全上必要な計画外の供給停止および規制点検の実施といった発電所固有の技術的理由による発電量の損失を除いた理論上の最大のエネルギーに等しい。）の比率）。Kdは、供給停止期間によって左右されるため、標準的な期間および実施される行動プログラムにより影響を受ける。
- ・利用率（Ku）（利用可能エネルギーに対する発電されたエネルギーの比率）。Ku係数は、環境上、規制上および社会上の制約、システム・サービスの供給およびEDFにより実施される（燃料および調整における）最適化を反映する。

2017年において、Kp係数は2016年（69.2%）からわずかに変動して68.55%となった。これは、Kdが2016年（79.6%）から減少して77.1%であったこと、またKuが88.92%（2016年（87%）より1.9ポイント増加）であったことの結果である。

2017年における発電は、以下を含む複数の重要な要因により影響を受けた。

- ・炭素偏析の現象により潜在的に影響を受けた蒸気発生器がその機能を安全に実行できることをより明確に示すための制御の継続。実施された分析および制御により、影響を受けたすべての原子炉を再稼働させるためのASNからの承認を得ることができ、これらの原子炉は安全に稼働できることが確認できた。
- ・AREVA NPのクルーズ・フォルジュ工場における、鍛造部品のいくつかの製造記録（この記録は、「閉鎖」および「非閉鎖」記録と呼ばれる。）における品質上の瑕疵の調査の継続。2017年末までに、約1,600の全記録が調査され、このうち1,100強が技術点検を受けた。技術点検の結果において、問題となっているいずれの部品についても、安全面での懸念が見られないことが示された。2017年度下半期に、ASNに対して12基の原子炉に関する分析概要書が提出され、ASNはこれらの原子炉を合格とし、110°C超における試験証明書を発行した。2017年7月初旬、フェッセンハイム2に関する総合分析が、追加試験の結果（問題となっている蒸気発生器について2016年秋に実施され、当該蒸気発生器の完全性および稼働上の安全性が確認された。）とともに、ASNに対して提出された。2月27日に専門家委員会が開かれ、問題となっているフェッセンハイム2の蒸気発生器の再稼働を支持する意見を表明した。2018年3月12日、ASNは、かかる異常により蒸気発生器の有用性が損なわれておらず、規則を遵守していることが実証されたことを考慮し、フェッセンハイムの原子炉2号機に設置されている蒸気発生器に係る圧力試験証明書の停止を解除した。このため、当グループは、2018年3月末に、フェッセンハイムの原子炉2号機を電力網に再接続する予定である。2018年にも、ASNへ提出されたスケジュール（2018年における58基のユニットの供給停止に基づく。）に沿って、引き続きクルーズ・フォルジュの製造記録の徹底的な監査が行われる。2017年末現在、ASNとともに行われた12基の発電所のユニットの部品分析が完了した。
- ・2016年3月後半に、パリュエル2の原子炉建屋内の老朽化した蒸気発生器が、3回目の10年点検中の交換時に倒壊したことに關する、継続的な分析および措置。当該蒸気発生器の引上げおよび撤去は成功した。損傷したブールは、2017年夏に修復された。蒸気発生器の交換は2017年10月下旬に開始され、パリュエル2の原子炉の再稼働準備は、2018年初めまで続く見込みである。2017年1月26日、パリュエル2原子力施設の供給停止期間を2年延長する命令が制定され、2017年2月4日付官報において公告された。
- ・2017年7月末までにビュジョイ5を電力網へ再接続するため、IRSNおよびASNとともに、ビュジョイ5の原子炉格納容器の修復検査を完了させたこと。当該原子炉は、燃料の再装荷および維持管理作業実施のため、2015年8月27日に閉鎖された。供給停止は、原子炉格納容器の下部にわずかな漏洩が発見されたことを受けて延長された。2016年4月7日、漏洩の分析結果がASNへ提出され、ASNは、2017年4月3日にEDFの修復案を承認した。2017年春より、修復作業が正式に開始された。かかる修復後、第5原子炉建屋の壁において、原子炉格納建造物の圧力テストが成功し、ビュジョイ5原子炉は2017年7月下旬に再稼働し電力網へ接続された。
- ・グラブリンヌ5原子炉内の蒸気発生器における「スリーブ措置」が成功し、2017年7月下旬に当該原子炉が送電網へ再接続可能となったこと。当該原子炉は、3回目の10年点検のために2016年4月9日より閉鎖されていた。3つの蒸気発生器の交

換は閉鎖中に実施される計画であったが、新たな部品がASNの安全性認証を取得できなかったことを受けて、延期を余儀なくされた。この時点のEDFの調査により、「スリープ措置」により一部のチューブを修復すれば、元の蒸気発生器を完全な安全性をもって引き続き使用可能であることが示された。修復案は、2017年2月2日にASNにより承認され、2017年春に実施された。

・様々な設備の耐震性における全般的欠陥に関する数件の異常の発見および迅速な対処

ー1,300のバックアップ用ディーゼル発電機およびCP0の補助システムの固定装置（問題となっている部品の製造時より。）。

ー揚水発電所に設置されている配管の錆びおよび脆弱化。安全停止地震の発生時に内部溢水が起こる危険性があり、結果として破断が生じ冷却システムの故障につながる可能性がある（不適切な維持管理プログラムに起因する。）。

ートリカスタンの一部堤防において安全停止地震に対する耐震性が実証されていないこと。これを受けて、ASNは、EDFの提案する強化措置を同社が実施する時間を設けるため、4基の原子炉の一時停止を命じた。EDFは、修復中にかかる4基の原子炉を停止すべきとの見解を支持していなかったものの、ASNの決定を履行した。この原子炉の停止により、発電量に6 TWhの損失が生じた。

さらに、発電の停止は、例外的な損傷（約4 TWhの損失）および予定より長期にわたった供給停止（約6 TWhの損失）によっても生じた。予定外の供給停止に関連するパフォーマンスの損失は、3件の例外的な損傷により、2016年の2%から増加して、2017年には3.26%となった。これらを除くと、2017年の予定外の供給停止の割合は2.0%であり、2016年の数値からさほど変動していない。これらの数値は、主要部品の修復および交換に関して2007年に実施され、2009年以降の予定外の供給停止の割合を全体で30%に引き下げた維持管理戦略を後退させるものではない。2017年に生じた供給停止の延長については、維持管理および運営品質に係る問題、技術的な故障ならびにプロジェクトの管理不備が等しく原因となっている。

## フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム

EDFの産業戦略は、既存の原子力発電所を、（特に、福島原子力発電所事故後の改善を組み込んだ）原子力安全、環境上の安全および保全に関して最善の状態を40年を優に超えて稼働させることであり、これは2014年から2025年の期間にかけて大規模な維持管理の継続的な実施を必要とする。この課題を乗り越えるために、発電所になされるべき膨大な量の作業を、当グループの産業パートナーとともに統合するために、短期的には原子力部門全体を巻き込む「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画が実施された。

2015年1月22日、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改裝し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せばその稼働を継続させることを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）について原則的に承認した。本プログラムには、現在稼働中の58基の原子炉について、2014年から2025年までの期間に合計で最大55十億ユーロ（2013年）（ユーロ時価で60十億ユーロ）の費用が見込まれていた（フランス会計検査院の2016年2月10日の報告書で提示される数値は、2030年までのより長期的な時間の範囲を対象としており、また投資を越え、営業費用および維持管理費用を含む。両評価は、フランス会計検査院がその報告書で記述するとおり一貫している。実際に、フランス会計検査院が算出した全体の予測の中で、また、2014年から2030年の期間において100十億ユーロ（2013年）近くにもなる、74.73十億ユーロ（2013年）と見積もられている投資支出は、25.16十億ユーロ（2013年）と見積もられている営業費用と区別されるべきである。2014年から2030年の間の投資費用74.73十億ユーロ（2013年）のうち、55十億ユーロ（2013年）が2014年から2025年の期間に充てられており、これによりEDFグループおよびフランス会計検査院が設定した2つの予測が結び付けられる。）。

それ以降に実施された最適化の作業（削減および延期）により、本プログラムの2014年から2025年の期間における全体的な費用は45十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で48十億ユーロ）へと下方修正された。かかる修正は、主に、採用された技術ソリューションおよび部品交換戦略の最適化の不断の努力、またこれらのよりの確な適用による産業基盤容量の合理化（これにより一部費用の支出が延期可能となった。）、ならびに2018年12月31日のフェッセンハイム発電所の早期閉鎖を織り込んだことによるものである。これらの施策により、約7十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で8.5十億ユーロ）の費用が削減され、また約3十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で3.6十億ユーロ）の支出が2025年以降に延期され、当初予測から合計10十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で12十億ユーロ）の削減となった。そのうち5.6十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で6.5十億ユーロ）は10年点検および福島事故からのフィードバックの適用に関するもの、2.8十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で3.3十億ユーロ）は交換済みの蒸気発生器および大型部品に関するもの、また、1.5十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で2.3十億ユーロ）はその他エンジニアリング・プロジェクトおよび現在進行中の維持管理に関するものである。

既存の発電所に関しては、本プログラムは通常の維持管理費用および設備の耐用年数の延長（900MW系列の4回目の10年点検および1,300MW系列の4回目の10年点検における蒸気発生器の交換）に要する投資の両方をカバーしている。2025年までは平均で年間約4十億ユーロの費用が見込まれており、その後年間約3十億ユーロへと減少する。

2014年および2015年において、既存の原子力発電所の資産取得（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）は合計3.6十億ユーロとなり、その後2016年には3.8十億ユーロ、2017年には4.2十億ユーロに達した。

本プログラムを完了させるために、「グラン・カレナージュ (Grand Carénage)」という独立した事業体が設立された。本プログラムのスポンサーは、現在22のプロジェクトに分けられている本プログラムの範囲ならびに財務予想について承認を行う原子力発電所部門および火力発電所部門 (DPNT) である。本プログラムの監督は、その活動内容を定める原子力発電所部門が担当している。プロジェクト管理は、当該プロジェクトの期間中すべての領域、すなわち期限、品質管理および財務予想においてプロジェクト・マネージャーにより支援される、プログラム・ディレクターが担当している。取締役会は、その主要な特徴が提示されるプロジェクトの大まかな区分ごとに、主要投資について検討し、予め定められていた金額を上回る契約または取引の承認を行い、また本プログラムの実施に関して、その物理的および財務的な進展の程度を示す指標、未達成の課題および最終的な費用に基づいて年1回の見直しを行う。

この産業計画は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法の目的、複数年にわたるエネルギー計画、フランスのASNの見解および命令ならびに原子炉が40年を超えて稼働することについての承認手続を遵守した上で、徐々に実施されている（「第2 3 (2) ① (i) (ホ) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

本プログラムの下で、発電機、変圧器または蒸気発生器といった発電所の主要な部品の計画的な修復または交換を継続して行う予定である。2017年末までには、以下の作業が行われた。

- ・修復が予定されている合計49基のユニットのうち、45基のユニットの交流発電機が修復された。
- ・主要な変圧器のボールの予防交換のプログラムが継続された。173個のうち116個の主要な変圧器のポール（すなわち約66.5%）が修復された。
- ・900MW系列の34基のユニットのうち、28基において蒸気発生器が交換された。

産業上の取組みは、2025年以降も、1,300MW系列のユニットの3回目および4回目の10年点検、900MW系列のユニットの4回目の10年点検ならびにN4系列のユニットの2回目および3回目の10年点検が行われる際に、継続して行われる予定である。この計画は、福島原子力発電所事故後に認識されたさらなる安全性の向上および施設の稼働期間を40年超まで大幅に延長することを認める変更を具現化する機会を提供する見込みである（「第2 3 (2) ① (i) (ホ) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

## (ハ) 環境、原子力の安全性および放射線防護

### 環境保護

EDFは、ISO 14001認証の管理システムに沿った環境手続を基準として用いており、多くの発電所について2002年に開始され、その後すべての原子力発電所へ拡大された。

放射性廃棄物の管理に関して、2004年以降、極低レベルの廃棄物 (VLLW) はオーブのモールヴィーエー貯蔵施設に移動された。低レベルおよび中レベルの廃棄物 (LILW) については、EDFはすべての原子力施設において中間貯蔵を制限する処置を引き続き講じており、2015年に溶解オープンが再稼働し現在通常どおり運転しているセントラコ工場 (EDFグループの子会社であるSOCODEIが所有) に依存している。

燃料サイクルの下流部門における放射性廃棄物処理および廃炉処理の詳細は、それぞれ「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題」および「第2 3 (2) ① (i) (ヘ) 原子力発電所の廃炉」を参照のこと。

### 絶えず存在する原子力安全対策

EDFは原子力事業者として、その能力の範囲内で原子力の安全性に対して責任を負い、急激に変化する枠組み内（市場競争力、環境問題等）で、事故防止および事故による影響を制限することを通し、とりわけ人および環境の健康の保護を最優先事項として、原子力の安全性を再確認する。さらに、原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付成文法（「第2 3 (3) 法令および規制に関する環境」を参照。）が、特に事業者が講ずる原子力安全対策に関する情報への公衆のアクセスを許可し、原子力安全に関する透明性の公的な土台を築く。

フランスの原子力発電プログラムの実施により、EDFが確立した安全性対策は以下のとおりである。

- ・設計段階から、設備の実際の操業から生じるものか内的または外的要因により生じるものかにかかわらず、発電所の稼働時に発生し得るリスクを考慮する。
- ・厳格な稼働規則の適用および真の安全性の文化の確立を通じた技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基礎とする。
- ・原子炉58基の標準設備に関する経験の集積（1,700年を超える原子炉稼働年数、EDFの加圧水型原子炉 (PWR) の合計稼働年数）を基礎とする。
- ・自動的操業停止の回数を減らすための持続的な努力によって特に体现されている、継続的な改善への取り組みを組み入れる。
- ・故障の修繕を見越し、設備の良好な稼働を維持し、継続的に装置を開発し、安全マージンを再評価しおよび技術の進歩を監視するために、当グループ内の統合された原子力エンジニアリングおよび研究開発を活用するとともに、より効率的な新しい技術を実施し、また廃炉されている敷地における作業を管理する。



- ・技術の発展に強く依存しており、この目標の下、各原子力発電所は、いかなる状況にも対応するために、訓練に使用するシミュレーション装置を備えている。  
原子力の安全性は内的小および外的小な数多くの制御を受ける。
  - ・EDFは、以下の内部統制手続を実施している。例えば、3年から4年に一度、EDFは、各原子力発電所に対して、3週間にわたって約30人の調査官が関与する総合的な安全性評価を行う。また、EDFの会長兼CEOに直属し、会長兼CEOにより指名された原子力安全・放射線防護総括監査官は、年次監査、原子力発電所の総合的な安全性に係る意見の表明、および当社の経営陣に対する改善策の提案を行う。特に、人為的動作を改善するためのEDFの尽力により、ここ10年にわたって自動的操業停止の年間平均数が半減した。この数値は、2017年に原子力発電所全体で合計22回となった。
  - ・フランスにおける原子力施設の外部による安全制御はASNによって国レベルで実施される。以下の2種類の検査が行われている。
    - －ASNが実施する、予定されたまたは抜き打ちの施設の点検（2017年にはEDFのすべての原子力施設において473件の点検）
    - －原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則を考慮して、かかる発電所における適用規則の遵守を強化し、またかかる発電所が環境および公衆衛生に及ぼしうるリスクの評価を更新するための定期的な（10年）見直しプロセス。かかる目標はその遵守の監視を行うASNによって設定され、EDFはこれらの目標に合致する解決策を提案し、ASNの承認を得た後にこれを実施する（「第2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。定期的な再検査は、発電所の稼働を継続する重要なステップである（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。
- 国際レベルでは、定期検査が実施され、世界中の経験を共有することが可能である。
- ・IAEA（国際原子力機関）のOSART（運転管理評価チーム）は、フランス政府の要請に基づき、推奨事項を作成し、成功事例を促進するために調査を実施している。とりわけ、最初のEDFの企業内OSARTが2014年に開催され、EDFはIAEAにより定められた基準を完全に遵守しているという判断を下した。企業内OSARTのフォローアップは、2016年末に実施された。
  - ・WANO（世界原子力事業者協会）が実施する国際的な「ピア・レビュー」調査が、国際的に最善の業務慣行に照らした安全実績の評価を行うためにEDFの要請で組織された。企業ピア・レビューは、ガバナンスの形態および企業の本社と施設との関係性の評価を目的として2017年に実施された。WANOは、企業ピア・レビューの終了時、2件の最優秀事例として福島事故後における災害対応プログラムに基づく原子力事故即応部隊（FARN）の導入、および維持管理作業員の訓練におけるデジタル技術の利用を挙げた。また、WANOは、行動計画につながる4つの提言（2つは企業のリーダーシップおよびガバナンスに関するもの、1つは請負業者の監視および監督に対応するもの、ならびに1つは独立した監視の徹底に関するものである。）を発表した。

## 警告システム

事故の際に、環境や人への影響を抑え、施設の安全性を確保するための危機管理計画が策定されている。この危機管理システムは、以下の2つの密接に連携する計画に依拠しており、地方と国の両方で利用されるように設定されている。

- ・EDFが作成した、各原子力施設のための内部緊急時計画
- ・フランス州政府がフランス政府およびEDFと協力して作成した特別介入計画

さらなる効率性を提供し、よって、全住民の保護を向上するために、かかる計画は特に外的リスク（洪水等）および内的リスク（火災等）をも想定している。人々に警告し、情報提供し、人々を保護するシステムの妥当性は、事故シミュレーション実習を通じて、定期的に評価される。毎年、フランスのすべての原子力発電所において、約100回の実習が、すなわちほぼ3日に一度の割合で、実施される。約10回の実習が、ASNの管理の下、全国レベルで行われ、EDFおよび公的機関（具体的には、州政府）も関わる。2017年には、3回の全国レベルの実習が開催され、このうち1回は施設の核物質防護（安全上の危機）に関連するものであった。

2011年3月の福島原子力発電所事故を受けた初期的分析の後、EDFは、大きな問題の生じた敷地に対する物質的支援および人的支援を迅速に提供することを可能にする全国的なチームとともに、危機管理組織を補完することを決定した。原子力事故即応部隊（FARN）と呼ばれるこのシステムは、シボー、パリュエル、ダンピエールおよびビュジョイに所在する拠点において、多くのシミュレーション実習を実施し、問題の生じている施設のユニットに送ることができる。FARNは、1つの施設において6つのユニットへ同時に対応することが可能である。

## 安全性に関する重大事象

原子力施設の運転時の安全性は、当初の設計段階から考慮され、従業員の意欲を上げる政策および大規模な投資プログラムの実施とともに定期的に監視されている。当グループの原子力の安全性に関する政策はEDFの従業員および下請業者の両方の訓練にも組み込まれている。

## 統制および監視

原子力の安全性は、内部統制（年報、内部統制計画およびフランス国内の検査監査）および外部統制（WAN0およびOSARTの企業メンバー間でのピア・レビューおよびIAEAの専門家が実施する監査）を受けている。

フランスの原子力施設の安全性はASNが統制する。事象は、7を最も深刻な事象とし、1から7の尺度（INES尺度（国際原子力事象評価尺度））で分類される。原子力の安全上重大でない事象は「レベル0事象」と称される。1987年にフランスでこの尺度が設定されて以来、フランスの原子力発電所において、レベル3（極めて少量の外部放出および規制限度のごく一部の公衆被曝の影響があるとされる重大な異常事象）以上の事象は発生していない。

また、福島での事故後にEDFが追加の安全評価を実施したことに伴い、ASNは、さらなる危機管理システムである原子力事故即応部隊（FARN）の創設を承認した。

## 2017年における事象

2016年と同様、安全性または放射線防護に関する重大事象は、フランスでは記録されなかった。

2017年、EDFグループは、4件のINES 2に分類される重大安全性事象（ESS）を申告した。これらの事象は、様々な設備の耐震性における全般的欠陥に関する異常に関連するものであった。

2015年および2016年の実績と比較して、2017年の実績は全体としては改善し、分類されない事象（レベル0）の平均数は、2016年における8.75件および2015年における8.88件に対して、原子炉1基当たり10.38件のESS（602件）へと増加しており、レベル1の事象の平均数は、2016年における0.94件および2015年における1.16件に対して、原子炉1基当たり1.13件（66件）と横ばいであった。

自動的操業停止回数は、原子炉1基当たり0.38回（2016年は0.48回、2015年は0.66回）へと減少した。

2017年の原子力の安全性の詳しい結果は、原子力安全総括監査官が作成する年報に発表され、インターネット上で入手可能である。

## 放射線防護

現場関係者の努力により、電離放射線の影響からの従業員の保護に関する継続的なパフォーマンスの向上が可能となった。したがって、EDFおよび発電所に関わる外部の企業の両方のすべての従業員の年間平均集団線量は、10年未満で半分となっている。2017年、平均集団線量は、1原子炉につき0.61人・シーベルト（年間集団線量は35.38人・シーベルト）である。2017年の集団線量測定結果は、2016年の値（44.2人・シーベルト）から減少した。EDFは、今後数年間において稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量に照らして集団線量を制限するために、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）方針を積極的に実施している。

EDFはさらに、放射線被爆を、12か月の周期で体全体で20mSvという規制限度を下回るまで下げる努力を続けている。その結果、2017年および12か月の周期を通して、14mSvを超える個人線量に晒された関係者は（EDFの従業員および請負業者いずれについても）いなかった。

今後は、既に達成したレベルを考慮して、最悪の線量測定結果（特に回路の洗浄によるもの）を出した原子力発電所に努力を集中させる必要がある。

## （二）核燃料サイクルおよび関連する問題

EDFのフランス国内の原子炉において使用された核燃料の年間平均基準消費量は、約1,200トン（重金属、天然濃縮ウラン、再濃縮ウラン、プルトニウム）であって、このうち約1,080トンがENU燃料（濃縮天然ウラン）、110トンがMOX燃料（再濃縮されたプルトニウムから生成される。）および10トンがERU燃料（再濃縮ウラン）に相当する。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電、ならびに燃料の排出および処理を行うための、燃料の供給に関連する、フランス国内外の発電工程のすべてを含む。当該サイクルは、以下の3段階で構成される。

- ・フロントエンド（上流部門）：ウラン鉱からの濃縮物の購入、フッ素化（または転換）ならびに燃料の濃縮および製造
- ・原子炉内での燃料使用における中核サイクル：受領、搭載、操業および排出。燃料は原子炉内に4年から5年留まる。
- ・フランス国内の原子力発電所におけるバックエンド（下流部門）：放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付のフランスの法律により義務付けられる中間的なプール貯蔵、使用済燃料の再処理、放射性廃棄物の調整、再使用可能な原料のリサイクル、および貯蔵前における処理廃棄物の中間貯蔵

EDFは、燃料サイクルのすべての業務を調整する。一般的に、上流部門および下流部門の業務は、複数年契約に基づき、通常は請負業者または供給業者により行われている。EDFは、原材料の大部分をウラン濃縮物（U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>）として取得しており、その精巧な製品への転換（フッ素化、濃縮および製造）は産業事業者がサービス契約に基づき実施し、中核サイクルの業務を提供する。EDFはほとんどの場合において燃料および原料を所有し、サイクルのあらゆる工程を通じて使用する燃料および原料について責任を負う。

## 上流部門

EDFは、フランスおよび英国における原子炉への供給の継続性および安全性を確保するため、契約のポートフォリオおよび燃料サイクルのフロントエンドの様々な段階において備蓄する（天然ウラン、フッ素化および濃縮化された、または濃縮化されないウランならびに貯蔵されている未使用集合体）ことによりサイクルの各段階の業務を全体で統括している。

AREVA-Oranoは、この点において重要な供給業者である（「第3 4（4）依存因子」を参照。）。

必要に応じて、当グループはそのウラン供給のための為替ヘッジ戦略を実施する。

## 天然ウランの供給

EDFに対するウラン供給は、供給業者および資源の多様化政策を採用している7年間から20年間の長期契約により保証されている。

EDFは2017年に、AREVA Mines-Oranoを含むいくつかの主要な市場の供給業者からの長期的な供給の確保を引き続き行った。

天然ウラン供給のポートフォリオ契約の指数化方程式には、固定価格（基準価格（インフレを問わない。））および変動価格（市場価格指数に従って指数化される。）が含まれ、最低価格および最高価格により制限される場合がある。その結果、天然ウランの供給コストに対する市場価格の変動による影響は限定的である。

特に世界全体のウラン生産の90%を占める企業をまとめる世界原子力協会（WNA）内の原子力産業の会議に集う製造業者とともに、EDFはかかる分野の全体的な進展に貢献するために、採鉱における成功事例が確実に実施されるよう取り組んでいる。2011年以降、EDFはWNAと協力して生み出した方法に基づいた鉱山の監査を定期的に実施しており、これは当該分野におけるすべての利害関係者により認められた標準化された枠組みを構成する。必要に応じて、改善計画とともに提案を行うことが可能である。

WNAにより定められたこれらの方針は、現場で見られた成功事例を広め、それにかかる分野におけるすべての利害関係者と共有することを目的としている。WNAは、ウランの持続的な抽出およびその使用に関して国際金属・鉱業評議会が定めた方針を特に再度主張する（これらの10の方針は、従業員および地元住民の健康（放射線および排出物に対する安全および保護）、環境保全（廃棄物管理および飲料水資源の保護）、放射線、利害関係者および一般市民の安全衛生、廃棄物管理および環境保護を監視および管理するための現行の法律および国際基準（AIEA）に従った法的枠組みの必要性、情報、透明性、利害関係者との対話、利用可能な最良の技術を使用した有害廃棄物および汚染物質の責任ある管理、リスク分析を含むプロジェクトの上流工程における品質管理システム（環境に対する影響の調査）の発展、事故管理の準備、有害廃棄物の完全に安全な輸送、ならびに正規職員の研修に関するものである。）。基本的権利の行使ならびに供給業者および下請業者による主な国際基準に関するEDFの期待を列挙した条項は、EDFが署名した契約書へ進歩的に挿入されてきている。これらは特に透明性および供給業者への監査を実施するEDFの権限を強調している。

#### フッ素化（または転換）

EDFの需要は、AREVA NC-Oranoグループ、ならびにカナダのCameco、米国のConverdynおよびロシアのTenex等国外における他の生産業者により満たされている。

2016年、EDFは、その長期的な需要の保障を拡大するために、AREVA-Oranoと転換サービス供給契約を締結した。

#### 天然ウランのウラン235への濃縮

EDFの濃縮物需要は、AREVA NC-Oranoグループ（フランスのトリカスタン施設におけるジョルジュ・ベスII工場）、Urenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）ならびにTenex（ロシア）といった世界の濃縮業者から、一定の通貨ベースでは減少しても、主に固定価格契約により確保されている。

#### 再濃縮ウラン

1990年代以降、再処理によって、使用済燃料の処理からウランを原子炉自体の中でリサイクルすることが可能となった。ウランは使用済燃料の質量の約95%を占める。

この再処理は、天然ウランの著しい供給過剰を考慮したことによる経済的インセンティブの欠如、また新たな産業構造の利用可能性が未決定となったことにより、2013年に停止された。EDFは、今後10年間でこの再処理を再開するための状況についての調査を続行している。

再処理ウランは、後に使用するために安定した状態で貯蔵されている。

#### 燃料集合体製造

燃料集合体製造業者であるAREVA NP-FramatomeおよびWestinghouseとの間の契約は、EDFの需要の大部分を満たしており、少なくとも2020年まで供給を保証するために2014年に更新されている。

#### 下流部門

EDFは、使用済燃料がどうなるか、その処理がどのように行われるか、またそれに伴う廃棄物について、責任転嫁の可能性や時間の制限なく、これに対しての責任を負っている。AREVA-Oranoは、使用済燃料の処理に対して責任を負い、ANDRAは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的な管理に関する2006年6月28日付成文法に従い、最終廃棄物の長期的な貯蔵管理に対して責任を負う。

原子力燃料サイクルに関して、EDFは、フランス政府と合意の上、使用済燃料を処理し、可能な限りこの処理においてMO<sub>x</sub>燃料の形態に分離されたプルトニウム等の物質をリサイクルする戦略を現在行っている。処理される量は、MO<sub>x</sub>燃料を積載すること

のできる原子炉におけるリサイクル可能なプルトニウムの量によって決定される（「同等流量」の法則）。フランスの発電所における原子力ユニットのリサイクル能力では、年間で約1,100トンの使用済燃料の処理が可能である。

さらに、現在、EDFは、原子力発電所における貯蔵需要を見越して、大規模な使用済燃料貯蔵プールの設計に着手している。これにより、現在クレイ・マルヴィル発電所の使用済燃料貯蔵プールにおいて、第4世代原子炉（Gen IV）の完成まで貯蔵されている、PWRおよびスーパーフェニックス高速中性子炉の燃料集合体からの使用済MOX燃料およびERU燃料の長期貯蔵（約100年）が可能になる。

EDFは、2016年から2018年の放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画に沿って、2020年までにこのプールの建設許可を申請する予定である。

#### EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

処理前の使用済燃料は、まずは発電所のプール、その後はラアグにあるAREVA-Oranoの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの中中に一時的に貯蔵される。世紀単位の期間にわたって安全に貯蔵されることが、貯蔵条件として定められている。使用済濃縮天然ウラン燃料が原子炉から排出されてから約10年後、廃棄物からリサイクルできる物質を分離するために、使用済濃縮天然ウラン燃料の処理が行われる。廃棄物はその後調整され、ラアグの敷地の特定の施設において一時的に貯蔵される。

使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関する2008年から2040年までの期間のEDFとAREVA-Oranoとの関係は、2008年12月19日に締結された枠組み合意により構築された。

2016年2月、EDFとAREVA-Oranoは、2016年から2023年の期間を対象とした実施契約および関連するMOX集合体の供給契約を締結した。

#### ヒンクリー・ポイント（英国）におけるEDFの原子炉2基の燃料供給

2016年9月、EDFおよびAREVAは、ウラン供給、転換および濃縮に係るサービスの提供ならびにヒンクリー・ポイントCの原子炉の燃料供給のための集合体製造について規定する契約を締結した。

#### 調整後の最終的な廃棄物の貯蔵

放射性廃棄物は、その特性、放射能のレベルおよび放射性核種の成分の寿命により、高レベル廃棄物（HLW）から低レベル廃棄物（LLW）および中レベル廃棄物（ILW）を経て極低レベル廃棄物（VLLW）までの異なるカテゴリーに分類される。廃棄物は、その放射能が活発な期間が30年超の場合は長寿命（LL）と呼ばれる。

#### 長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW-LLのガラス固化が可能となり、ガラス固化により廃棄物の体積は減少し、高い技術での貯蔵が保証される。廃棄物はその後、ラアグの特定施設に一時的に貯蔵される。例えば、旧天然ウラングラファイトガス（NUGG）発電所の操業および現行のPWR施設における50年間の操業から排出され、この方法で発生した長寿命高レベル廃棄物の体積は、全部で約9,300立方メートルとなる。

#### 長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）

ILW-LLは、使用済燃料の処理中に分離される燃料集合体の構造物（シェル、ノズル、クラッドの破片等）により構成される。これらは現在、ステンレス鋼製の容器の中に圧縮され、格納されている。ILW-LLは、特定の維持管理および解体作業からも発生する。例えば、発電所の耐用年数としての50年間および解体作業を考慮した、特に天然ウラングラファイトガスの原子炉を有する第1世代の発電所の操業および廃炉作業から発生した廃棄物ならびに現行のPWR施設から発生した廃棄物を含むILW-LLの総体積は、約37,000立方メートルとなる。HLW-LLとは異なり、ILW-LLは熱を発生させないことから最終的な貯蔵前の冷却を要さないため、HLW-LLよりも迅速な貯蔵に適している。

使用済燃料の再処理から得られたHLW-LLおよびILW-LLは、ANDRAの*Centre industriel de stockage géologique (Cigéo)* プロジェクトの一環として現在想定されている深い地層中での貯蔵の実施を待つ間、ラアグの専用施設において一時的に貯蔵される。

Cigéoは、フランスの放射性廃棄物のための深地層貯蔵施設計画である。これは、フランスにおいて現存するすべての（廃炉になるまでの）原子力施設および原子力発電所の使用済燃料の処理から生じる高レベル放射性廃棄物および長寿命廃棄物を貯蔵するよう設計されている。15年間に及ぶ研究、評価および公開討論を経て、放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号により、将来世代に負担を負わせることなくこの種類の廃棄物を管理するための安全な長期的な解決方法として、深地層貯蔵の方針が採用された。

当該施設はフランス東部、ムーズ県とオート・マルヌ県との間の県境に設置される予定である。Cigéoは、廃棄物パッケージの受入れおよび準備ならびに地下施設の掘削作業および建設作業に利用される地上施設によって構成される。廃棄物は、約500メートルの深さにある、非常に長い期間において放射能を閉じ込められることができる不透過性の粘土層にある地下施設に貯蔵される。Cigéoは、少なくとも100年間操業するよう、また、将来世代に、それを必要に応じて適応させることができる可能性を最大限に与えるための柔軟性を提供するように設計されている。

可逆的深層貯蔵施設の創設の詳細を規定する2016年7月11日付フランス法は、長寿命中高レベル放射線廃棄物（HLW-LLおよびILW-LL）の管理のためのCigéoプロジェクトの承認を取得する前の重要な必要条件の充足を示している。ANDRAは、2019年までにこの施設の建設許可の申請を行うことを視野に入れ、設計に関する研究を継続している（準備工程および設計最適化工程の計画更新を受けて、スケジュールが変更された。）。

ANDRAは、2022年の建設許可取得、2026年のパイロット操業フェーズ開始、および2031年の初回廃棄物搬入開始を目指している。2018年1月15日、ASNは、Cigéoから提出されたDOS（安全性オプションのリスト）につき、このプロジェクトが、その段階としては全体として技術的に十分な成熟度に達したと考える旨の意見を表明した。ASNの意見案は、Cigéoで処理されない歴青質廃棄物の貯蔵に関する代替案を調査することを要求している。

### 長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（グラファイトおよび処理済廃棄物）は、JHNUGG原子炉の廃炉により生じる（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）。この廃棄物は、その寿命を考慮すると、現存の地上の貯蔵施設（後述を参照。）に貯蔵することはできないが、長寿命高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物よりも放射能が低レベルであることから、2006年6月28日付法律は、この種の廃棄物が特定の方法で地下に貯蔵できることを規定した。2015年7月、ANDRAは、フランスのスーレヌ地域（オーブ県）に所在する敷地における貯蔵施設の実現可能性に関する報告書を提出した。かかる報告書は、ASNに、その意見を伺うために提出された。この段階では、当該敷地に関するLLW-LL貯蔵施設の在庫の基準値から予測される廃棄物すべてに対応できる収容能力およびその使用可能日について、不確実性が残る。放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画の下、さらなる調査が予定されている。

## 短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（LILW-SL）ならびに極低レベル廃棄物（VLLW）

短寿命超低レベル廃棄物、短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂等）は、原子力施設の稼働およびそれらがれき（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）から生じる。これは、オーブ県においてANDRAが運営するスーレス貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センターの地上部分において貯蔵される。

体積を最小限に抑えるため、一部の廃棄物は、EDFの子会社であるSOCODEIが所有するセントラコ工場において、溶解または焼却により事前処理される。2016年、Studsvikの英国およびスウェーデンの資産の取得後、新たに取得された資産をまとめ、廃棄物の処理に関する当グループの対内および対外の業務を集中させるために、持株会社「Cyclife」が設立された。2017年9月、SOCODEIはCyclifeに株式保有されることとなった。

## 使用済燃料の管理および放射性廃棄物の長期的な管理に係る将来的な費用の計上

毎年EDFは、フランスにおける核燃料サイクルの下流部門に対し、引当金を設定している（2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。

## （ホ） フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備

EDFの原子力発電所の将来に向けた準備の産業的な目標は、主に以下の戦略分野に依拠している。

- ・原子力発電所の耐用年数について40年を超えて延長できるための技術的条件の実施。2016年度上半期、フランスにおける原子力発電所のうち900MW発電所の会計上の償却期間を当グループの産業戦略に合わせるために必要なすべての技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足された。したがって、EDFの取締役会は、フランスにおけるPWRの900MW系列の発電所（フェッセンハイムを除く。）の会計上の償却期間を、各10年点検後にそれぞれのユニットに対して個別に付与する継続的な稼働許可に関するASNによる決定に影響を与えることなく、2016年1月1日より40年から50年に延長することを、2016年7月28日に承認した。
- ・主に日本の福島原子力発電所事故から得た教訓をまとめることによる、継続的な安全性の改善。
- ・経年劣化または老朽化した設備に関する予防策の実施。

## 稼働中の発電所の40年を優に超える継続した稼働

### 福島の事故後の追加安全評価（ASA）

日本における福島原子力発電所の事故を踏まえ、2011年9月15日に、EDFはASNに対して、既存の原子炉および建設予定の原子炉すべてを含め、各原子力発電所について1件ずつ、計19件の追加の評価報告書を提出した。

これらの評価は、日本での出来事を鑑み、安全当局により作成された仕様書に事前に定められている課題を考慮した上で、既存の発電所および建設中の発電所の防御機能の再評価からなるものであった。このように、冷却材および電力供給の同時的な不足が生じた状況ならびに重大な事故の結果に対処する場合の、地震および洪水に関するリスクに対する安全マージンの再評価が行われた。これらの評価により、当社は保護システムの規模を決定するために利用された状況を超えた、計画されたシナリオに対する特定の変動が、安全性という点で結果を悪化させるもの（「クリフエッジ効果」）であるか否かについて調査することになり、また最終的には原子力施設の設計およびその後の安全性の検査において利用された状況を大幅に超えた極端な状況について確定的に検討することとなる。EDFの原子力発電所の安全性は、継続的な改善を行うという原則に基づいている。既存の施設および新たな施設の両方について、継続的にすべての発電所からのフィードバックが生かされており、世界中で生じる可能性のあるインシデントおよび事故から教訓を得ることができる。

最終的に、ASAはまた、下請けに適用される規則の見直しも行った。

これらの分析は、とりわけ1980年代の終わりならびに原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月付法律（TSN法）による成文化（また後にはフランス環境法による成文化）が行われて以降、フランスで実施された定期安全審査により、EDFの原子力発電所全体の安全性の適切なレベルが満たされていることを第一に確認するものであった。EDFはまた、現在の原子力発電所の安全性レベルのさらなる改善に寄与するべく安全システムの規模を決定する際に想定された状況を超えた追加措置をASNに対して提案した。

2012年1月3日に公表された政府に対する意見の中において、ASNは、その技術的支援の分析に基づき、「優先的な原子力施設に係る追加安全評価の後、ASNは、検証された施設は十分な安全性レベルを示しており、したがってそのいずれについても即時の操業停止を要求しないと考えている。」と述べている。同時に、ASNは、「これらの施設の操業を続けるには、現在の安全マージンを超えた範囲で、極端な状況に対処するために、可及的速やかにその頑健性を向上させることが必要とされる。」と考えている。

ASNはまた、「ハードコア」の構想およびFARNシステム（「第2 3（2）①（i）（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）も推奨している。この「ハードコア」は、ASAに関して検証された状況に耐えることができる発電所の構造、システムおよび構成部品からなる。2012年6月26日に、ASNは、福島の原子力発電所事故後の行動計画に従った規制上の要件を

定めた600超の技術的要件に従うことをEDFに対して義務付ける、19の決定を行った。これらの技術的な規則は、すべての原子力発電所の敷地がいくつかの設備に影響を及ぼすような大規模な事故の発生に対して耐性のある構造および現地の危機管理センターを有さなければならない旨を義務付けている。EDFの発電所にとって、規定の「ハードコア」は、とりわけ2018年末までに設置されていなければならない各ユニットの「燃料補給の」電気資源を有していなければならない。その一方で、臨時のバックアップ用ディーゼル発電機が2013年に58基それぞれについて設置された。「ハードコア」の完全な定義は、2014年1月にASNにより発令された技術面での規則に記載されている。

#### EDFのPWR設備の耐用年数

フランス環境法の規定は、耐用年数の限度を定めていないが、原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則（安全基準）を考慮した、適用規則ならびにかかる発電所が保護対象の利益に及ぼしうるリスクの評価の更新情報の観点から、10年ごとの施設点検を定めている。

900MW系列の3回目の10年点検に関連した調査報告の一部として、ASNは、2009年7月初旬に、EDFが900MW系列の原子炉の安全を最大40年間管理する能力が疑われるような一般的問題はない旨を公言した。ASNの包括的見解は、各原子炉に関する決定により補完される。

EDFの産業戦略は、とりわけ第3回10年点検および福島原子力発電所事故後の改善策に関連して行われた多額の投資ならびにフランスのエネルギー需要をも考慮に入れ、安全性およびパフォーマンスの面で最良な状態で、40年を超えて発電所を稼働させることである。この目標は、同様の技術を利用する原子炉について世界中で見受けられる傾向に沿っている。EDFは、この目的を達成するために、産業計画および研究開発計画を実行している。新品に交換されるべき主要部品を新しくするための作業が開始され（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）、原子炉格納建造物および原子炉容器といった交換できない設備につき、これらが60年間まで作動できるようにするために、その設備能力を実証するための解決策が研究されている。

一部のユニットの耐用年数を40年超まで延長するために必要となる安全性向上策に関連して、ASNは、2015年4月に開催された専門家委員会の会合を受けて、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関連する安全性の見直しに係る主要な戦略決定について最初の見解を交付し、2018年から2019年にこの再調査の「包括的な」段階に係る最終的な見解を交付し、原子炉ごとに行われている40年超の最終的な利用許可の決定を発表することを表明している。2016年4月20日、ASNはEDFへ、900MW系列のフランスの原子炉の耐用年数の潜在的な延長を許可する見込みを示した書簡を送付した。ASNは、EDFが提出した、対象となる原子炉34基の使用を40年超へ延長するためのそのアプローチおよび方法論を提示した報告書のレビュー後に、EDFは安全面の問題に十分に対処しており、原則的にそのプログラムにはコメントを要しないと判断した。しかしながら、ASNは、EDFに対して、管理計画の範囲および調査の改善に関連する目標を含むいくつかの側面において、そのプログラムを完成させることを求めた。

2017年11月8日に開催された、持続可能な発展に関するフランス国民議会委員会の公聴会において、ASNの局長は、（2019年ではなく）2020年に包括的な意見を表明し、2021年にEDFが対抗および適用可能な要求事項を発表することを確認した。

原子力安全性という絶対的な最優先事項を尊重しつつ、また複数年にわたるエネルギー計画（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）の一環として、現在の原子力発電所の耐用年数を延長することにより、発電所に相当する産業上のベースをより良く利用することができ、また新たな発電所の操業開始の時期を拡散することができる。

関連する技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことを受けて2016年6月に成立した、2016年1月1日付の900MW系列のPWRの発電所（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を40年から50年に延長する決定は、フランスにおける原子力発電所の耐用年数を40年超に延長する当グループの産業上の戦略の一部である。かかる変更は、国際的なベンチマークによって支持される少なくとも50年間稼働可能なPWRの900MWの発電所の技術能力およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）計画の下で漸進的に行われた投資に基づくものである。かかる投資により900MW系列のPWRは、その4回目の10年点検（VD4）後、EPRの安全性レベルに可能な限り近くかつ世界最高水準でもある安全性レベルに到達する見込みである。VD4点検の内容は現在、2016年4月にEDFに宛てられた見直しのためのガイドラインに関するASNの回答に明示されているとおり、選択されたトピックおよび当社によるコミットメントに沿うよう漸進的に調整されている。ASNは、2020年に包括的な意見を表明する予定である。またEDFは、研究、点検および完了すべき作業に関するASNの追加的な要求を考慮している。

さらに、900MWユニットの耐用年数の延長は、2016年6月30日に審査のために提出され、2016年10月27日付官報にて公布された命令により採択された複数年にわたるエネルギー計画の目標と一致する。

かかる決定による会計上の影響は、2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.1に記載される。

フランスにおけるその他のより新しい系列（1,300MWおよび1,450MW）の会計期間は、延長の条件がまだ満たされていないことにより、今のところ40年に留まっている。フランスの原子力発電所において最も直近に設置された原子炉の今後の延長は、当グループの産業戦略の中核となっている。

2017年末、900MWのユニット34基のうち30基がその3回目の10年点検に合格し、900MWのユニット1基（クリュアス2）がその3回目の10年点検に備えて操業が停止される予定であった。これらのうち11基（フェッセンハイム1および2、ピュジョイ



2、4および5、トリカスタン1、2および3、ダンピエール1および2ならびにグラブリンヌ1）は、ASNとの情報交換を完了し、ASNの意見および要求事項を受領した。すべての原子炉について、EDFはこれらの規定に従いASNにより要求された作業を実施した、または実施する予定である。

#### (へ) 原子力発電所の廃炉

EDFは、発電所の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面での全責任を負っており、その課題は、廃炉プロセスにより、原子力発電のライフサイクル全体に対する統制を実施することである。

2001年以降EDFによって採用されている基準シナリオは、「容認可能な経済条件で、かつフランス公衆衛生法第L.1333-2条および同法第L.110-1条Ⅱに規定された原則に沿った、できる限り短い期間での」廃炉を規定するフランスの規制（フランス環境法第L.593-25条を参照。）に沿った、待機期間のない廃炉についてのものである。

廃炉に係る規制上のプロセスは、フランス環境法および2007年11月2日付命令第2007-1557号に服する（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。特定の敷地については、かかるプロセスに以下の特徴が見られる。

- ・ 操業停止予定日から少なくとも2年前までの操業停止宣言。
- ・ 当局による審査および公式の調査を受けて、廃炉を許可する命令によりもたらされた廃炉要請。
- ・ 廃炉に関する安全基準システムに含まれる、ASNと共同で行う主要な進捗状況の点検。
- ・ 最終的には、作業完了後、基礎原子力施設を統制する法体制から当該施設を除外するための、施設の指定解除。

#### 操業停止となった発電所の廃炉

EDFは、操業停止となった発電所（ショーAにおける加圧水型原子炉（PWR）が1基、ブレンリスにおける重水炉（HWR）が1基、クレイ・マルヴィルにおける高速中性子炉（FNR）が1基ならびにビュジョイ、サンローランおよびシノンにおけるグラフイトガス減速原子炉（NUGG）が6基）に関して、フランス公衆衛生法およびフランス環境法の原則に沿って、廃炉作業に関連した技術的リスク管理を確保しつつ、できる限り速やかにこれらを完全に廃炉とすることを選択した。

NUGG原子炉の廃炉における優先順位については、2013年から2015年のプロジェクト準備段階での調査結果を反映すべく、2015年末に徹底した検討が行われた。かかる検討において、容器の廃炉作業が大幅に延長され（当初の予定の10年が、約25年）、作業リスクを低減させるために、他の5基のユニットの廃炉の実施前に最初の系列のユニットを完全に廃炉することが必要であるとされた。新たな廃炉戦略は、2016年3月および2017年6月にASNの監査委員会に提示された。ASNの要請により、独立の専門家グループが廃炉案の安全性評価のために任命されたが、かかる廃炉案の主要な事項について問題は提起されなかった。第1世代の発電所廃炉の産業シナリオの更新（特にNUGG原子炉に関するもの）により、2015年12月31日時点で、引当金が590百万ユーロ増加した（2015年12月31日現在の連結財務書類の注記29.1を参照。）。

当該敷地は引き続きEDFが所有し、EDFの責任下および監督下に置かれる。

責任ある事業者として、EDFは、廃炉に関し、委託機関として行為する。

最終的に操業停止したEDFの第1世代ユニット9基の廃炉は、約1百万トンの一次廃棄物（うち80%が標準廃棄物であり、高レベル廃棄物は存在しない。）を発生させる。残りの20%は、極低レベルから中レベルの廃棄物により構成され、ILW-LLおよび長寿命LLW-LL（Cigéo深地層貯蔵計画）の貯蔵施設の利用を必要とする長寿命廃棄物が約2%含まれる。

短寿命VLLWおよびLILWの除去に係る既存の方法は、以下の手順によって補完される予定である。

- ・ 放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（*Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets actifs*またはICEDA）を建設するプロジェクトがビュジョイの敷地においてほぼ完了している。産業的な操業開始は、2019年に予定されている。
- ・ LLW-LL貯蔵センターは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的かつ持続可能な管理に関する2006年6月28日付法律により定められている。2008年におけるANDRAによる最初の敷地調査で結果が得られなかったことを受け、2012年末に政府に対して報告書を提出した後、ANDRAは2013年に調査を再開し、2015年7月に、フランスのスーレヌ地域に位置する敷地における貯蔵施設の実現可能性に関する報告書を提出した（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。さらに、NUGG発電所の新たな廃炉スケジュールにおいては、最終的な処分ルートが利用可能となるまで、サンローランの貯蔵施設にLLW-LLライナー用貯蔵施設を建設することが予定されている。

ショーAおよびクレイ・マルヴィルの発電所の廃炉は、ショーの原子炉プールの充填および原子炉容器の内部部品の初回水中切断が、依然としてスケジュールどおりに継続しており、またクレイ・マルヴィル原子炉容器の充填も継続している。ショーAは、稼働中の58基と同様の技術を利用しているが、より古い構造の加圧水型原子炉である。この原子炉は、1967年に稼働開始し、1991年（最終的な発電終了日）まで操業された。丘陵の斜面の岩窟の中にあるという原子炉の立地状態は、アクセス条件ならびに材料の搬入および搬出が他の既存のPWR発電所よりも困難であることを意味している。この廃炉作業は、2001年にEDFができる限り速やかに廃炉を行う戦略（すなわち、放射性物質の減少を待機する期間を設けない。）を選択し、2007年

に完全な廃炉に係る命令が採択された後に開始され、認可から15年後の2022年に終了する予定である。これは、加圧水型原子炉の廃炉に関して、EDFが慎重に選択した期間である。

ブレンリスに関しては、2008年に締結されたCEAとの契約（同契約により、CEAはフェニックスの廃炉について全責任を負うこととなった。）に従い、EDFは当該施設の廃炉について全責任を負うこととなった。当初の命令の対象に含まれた廃炉作業は、廃棄物処理工場のエプロンの最終区画の解体が現在進行中である。しかしながら、最終的かつ完全な廃炉作業は、EDFが2011年12月29日に申請した追加的な命令により、承認されなければならない。ASNが表明した見解に従い、原子力安全および放射線防護調査団は、2012年12月にEDFに対して、ブレンリスの完全な廃炉についての許可を求める要請は、ICEDAの建設許可が取り消されているために現在の状況では進めることができないと通知した（「第6 3（2）①EDFに関する法的手続」を参照。）。2014年12月4日付のリヨン行政裁判所の判決では、ICEDAの建設許可の有効性が復活したことにより、EDFは、先の申請を行って以来生じてきた新たな規則、特にBNFの規則の適用を考慮して、ブレンリスの完全な廃炉に係る申請についての調査を再開することとなった。

NUGG原子炉6基については、廃炉スケジュールの更新により以下のとおり優先順位が決定された。

- ・研究（追加的特性評価、モデルに基づく機械試験）において特定されたリスクに対応するため、最初の容器の「空気中方式」による解体に先立ち「リスク回避」期間を導入すること
- ・他のNUGG原子炉の産業的な解体に先立ち、最初の系列のユニットの「空気中方式」による解体を実施し、その後完全なフィードバック手続を実現すること
- ・他の容器については、電気機械の解体ならびに周辺建物および構造物（原子炉建屋、プール等）の解体後における安全構造体の開発作業が、従前のシナリオよりもいくらか前倒しで進められる見込みである。

新たなシナリオにおいては、最初のNUGG原子炉からの初回の黒鉛除去が2044年までに行われる予定であり、他の黒鉛廃棄物の処分ルート必要性については2070年以降まで先送りされた。

ASNは、2016年3月に開催されたASNの監査委員会における初回の公聴会を受けて、2016年7月29日付の補完書面において、当該事項に関し意見交換を行うことを提案した。2017年度第1四半期に、ASNの要請により、独立の専門家グループが、6基のNUGG原子炉の廃炉に関してEDFが選択した解決策の検討のために任命されたが、EDFの方策について問題は提起されなかった。2017年6月、同年3月にEDFが提出したこれらの結論および議論に基づき、ASNの監査委員会における新たな公聴会が開催された。この公聴会は、EDFが今後15年間の詳細な作業スケジュールおよび原子炉構造体の経時的な耐性に関する多くの研究の結果を提出した後に、もう1度公聴会を開催することを提案して終了した。

2017年12月下旬、EDFは、戦略および安全性の確保された構造体に関する安全性オプションに関する資料ならびに2017年から2032年の期間を対象とする詳細な作業スケジュールを提出した。留意点として、第1世代の発電所解体の産業シナリオ（特に上記のNUGG原子炉に関するもの）およびNUGG原子炉の解体スケジュールは、それぞれ2015年に更新および修正された。

## フェッセンハイム発電所の閉鎖プロジェクト

法律第2015-992号（エネルギー移行法）により導入されたフランス・エネルギー法第L.311-5-5号は、フランスにおける原子力発電設備容量の上限を63.2GWとした。したがって、かかる上限に従い、フラマンビルEPRは、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖前には稼働を開始することができない。

憲法院がグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律の合憲性を検証した際に2015年8月13日付決定において指摘したとおり、フェッセンハイム発電所が早期に閉鎖されれば、EDFは補償を受け取る権利を付与される。

EDFとフランス政府との間の協議を経て、補償の原則を定めた覚書案が作成され、政府補助金規則に基づき欧州委員会により承認された。

EDFの取締役会は、2017年4月6日の会合において、以下を条件として、フェッセンハイムの閉鎖が不可逆的で不可避であることに留意した。

- ・フェッセンハイム発電所の運転許可の取消しは、フラマンビル3EPRの稼働後にのみ、効力が生じること
- ・フェッセンハイム発電所の閉鎖は、かかる取消要請日およびフラマンビル3EPRの稼働開始日の両日において、63.2GWの法定の上限を遵守するための必要事項であること

取締役会は、法律に従って、フラマンビル3EPRの稼働開始前に先立つ6か月以内に、上記の条件に基づく運転許可の取消要請を行うことをEDFの会長兼最高経営責任者に対して指示した。取締役会はまた、かかる要請がなされる日までに、フランス政府と交渉し欧州委員会により承認された補償協定に署名する権限を会長に付与した。

2015年8月17日付法律第2015-992号（エネルギー移行法）を遵守する取締役会のかかる決定によって、EDFの企業利益が保証され、あらゆる状況において顧客に従事する当社の事業を継続することが可能となる。

当該協定は、EDFに対する以下の補償を定めている。

- ・運転終了後に支払われる前払費用（従業員の再研修、廃炉、基礎原子力施設（BNF）税および「運転終了後」の費用）を網羅する当初固定部分。現在、当該固定部分は約490百万ユーロと見積もられており、20%が2019年に、80%が2021年に支払われる予定である。
  - ・（該当する場合）2041年までのEDFの不足額を反映した追加支払いに伴う、追加の変動部分。かかる変動部分は、当該期間における市場価格およびEDFの900MW系列の発電量（フェッセンハイムを除く。）に基づき決定される。同発電所におけるEDFのパートナーであるEnBWは、一定の条件において、同発電所の発電容量に係る契約上の権利の割合に応じて、かかる逸失利益を受け取る権利を有する。この部分に関して、CNPは、パートナーシップへの参加の終了を決定した。EDFがCNPによるこの決定を認識した後、2017年12月31日に両社間の契約が終了した。かかる追加の変動部分は、該当する場合には、遅くとも2041年までに支払われる予定である。EDFは、EDFの要求またはフランス政府の主導により、2021年から2041年の間に中間支払いを受けることができる。
  - ・2016年12月29日付法律第2016-1918号（補正予算法）において、フェッセンハイム発電所の早期閉鎖に関するフランス政府およびEDF間の補償手続の資金拠出のための特別勘定が設けられた。
- このため、当グループの2019年の原子力発電量には、フェッセンハイムの閉鎖が織り込まれる予定である。

## 廃炉費用

### EDF原子力発電所

発電所の操業開始以降、EDFは、廃炉作業、設備のエンジニアリング、監視および維持管理ならびに現場警備に対する引当金を設定している（2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3および注記29.1.5を参照。）。廃炉の目標は、用地および土地を産業利用に適した状態に回復することである。

EDFは、見積範囲の相違や国内環境および規制環境等の直接的な比較を歪曲させる可能性のある特定の要素を必ず考慮しつつ、国際的な相互比較を通じた分析の強化を継続する。

2016年、PWRの廃炉費用に関してDGEC（フランス政府におけるエネルギーおよび気候変動の管轄部門）が委託し、「DA09」モデルに基づき2014年7月から2015年8月まで行われた監査による勧告および第1世代の発電所（Gen I（特にショーA発電所））の廃炉から収集されたフィードバックの両方を反映することを目的とした、第2世代の発電所（Gen II（稼働中のPWR発電所））の廃炉に関する見積費用が修正された。

この見積費用の検討は、詳細な分析プロセスの実施ならびに現在稼働しているユニットの今後の廃炉に関連するエンジニアリング、工事、運転および廃棄物処理に係るあらゆる費用の特定により行われた。結果として、発電所廃炉に係る詳細なフィードバックに基づく数値が算定された。上記プロセスの実施により、先進的なモデルに特有の費用および系列・共有による影響の詳細な評価が可能になった（これらの費用と影響は、発電所の規模と設計に左右される。）。かかる財務への影響は、2017年12月31日現在の連結財務書類の注記29.1に記載されている。

見積りの算定において考慮された、主要な共有・系列による影響の性質は以下のとおりである。

共有による影響には、様々な種類がある。

- ・一部は、同一の施設内の複数の原子炉の操業において共通の建物および施設が使用されているため、かかる建物および施設の解体を2度行う必要がないことに関連するものである。このように、構造上、同一の施設内の原子炉2基の廃炉に係る費用は、2か所の別々の敷地における単独の原子炉2基の廃炉よりも安価になる。フランスでは、他の国と異なり、単独の原子炉は存在せず、施設内に2基または4基（ある施設では6基）の原子炉が設置されている。
- ・同一の施設内で2基または4基の原子炉を廃炉する場合、一部の費用が安価になる。通常、調査費用および施設の操業状況の安全性維持のための費用が該当する。
- ・集中施設において廃棄物を処理することにより（主要な部品の切断等）、廃炉施設内の複数の処理施設において処理を行うよりも安価になる。

系列による影響は、主に2種類ある。

- ・第1の影響は、単一の技術を用いて操業される発電所においては、毎回膨大な調査を実施し直す必要がないことによるものである。
- ・第2の影響は、単一の技術を用いて操業される発電所においては、ロボットおよび設備を施設間で幅広く再利用可能であることによるものである。

かかる系列による影響は、発電所の建設時に、調査または部品製造工場において見られるのと同様の性質のものである。

例えば、900MW発電所では、平均的な原子炉のユニット2基において、先進的なモデルのユニット2基と比較して約20%の系列による影響が見込まれる。

特に系列・共有による影響が存在するため、フランスの発電所と他国の原子力発電所の原子炉ごとの平均廃炉費用を単純比較することは適切ではない。

ただし、数値には、ごくわずかな生産性の向上および系列による影響のみが含まれている。DGECにより行われた稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査では、見積りにおいて考慮された系列による影響はわずかであると判断された。

留意点として、かかる見積りにはリスクおよび不確実性の評価も含まれている。

### 第三者施設であるラアーグ（AREVA-Orano）およびフェニックス（CEA）

施設の廃炉の責務は施設の運営者に課せられることから、EDFはこれらの操業に係る財務的な義務から解放されることを望んでいる。

そのため、2010年7月にAREVA-Oranoとの間で、また2008年後半にCEAとの間で締結された契約では、両当事者による財務上の責任が明確にされている。EDFは、現金を支払った後は、操業停止したフェニックスの施設およびラアーグの発電所の廃炉に関するすべての資金調達義務から解放された。

### （ト） 長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）

1999年より、長期的な原子力関連コミットメントを満たすための専用資産が徐々に積み立てられている（2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47.2「ポートフォリオの内容および測定」を参照。）。フランス環境法第L.594条およびその施行規則により運転サイクルに関連しない負債が規定され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47.5「長期原子力債務の現在原価」を参照。）。

### （ii） 新たな原子力プロジェクト

「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスクー最初のEPRの建設および稼働は、困難に直面し、他のプロジェクトに影響を与える可能性がある。」も参照。

### （イ） 組織

2017年度下半期、EDFのDIPNN（新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門）は、エンジニアリング業務の明確化のために再編された。

現在、DIPNNは3つのプロジェクト部門（フラマンビル3、EPR2およびヒンクリー・ポイントCエンジニアリング、エンジニアリング・センター（CNEPE）ならびにエンジニアリング会社（EDVANCE）、ならびに開発、産業、プロジェクト支援、デジタル変革および技術を監督する4つの運営部門により構成されている。新規ニュークリア・アイランドに関連するエンジニアリング事業は、EDFおよびFramatomeの子会社であるEDVANCEが、DIPNNの監督下で管轄している。これらの事業体は、当グループおよび原子力産業における当グループのパートナーに対して、コンサルティング業務、プロジェクト保有に関するエンジニアリング支援業務およびプロジェクト管理に関するエンジニアリング業務を提供する。

DIPNNの再編は産業パートナーへの開放を目的として継続されており、1巡目のサイクルに続いて2巡目の再編サイクルに入ったデジタル化分野において加速している。

### （ロ） フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況

EDF SAは、エンジニアリングに関する社内専門技術に基づきフラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトを保有および管理している。

### 稼働予定および予算

2015年9月に発表されたスケジュールに続き、2017年10月に中間日程が発表された。

次の主要段階は、以下のとおりである。

- ・2018年7月を目標とする「ホット機能」試験。稼働状態と同様の温度および圧力下（300℃および150バール）において設備の試験が行われる。
- ・2018年度第4四半期末を目標とする燃料装荷。続いて、原子炉の稼働が開始される。

その後、2019年度第2四半期にフラマンビル3 EPRの電力網への接続、2019年度第4四半期に漸進的な増産段階を経た定格発電出力における全容量での発電が予定されている。

プロジェクト管理チームによる施策を考慮して、建設費用は予算計上されていた10.5十億ユーロ（ユーロ（2015年））（中間利息を除く。）のまま維持された。

この厳格な予算およびスケジュールは、下記に要約されるASNの行政許可に係るタイムフレームに従うものである。

### 原子力安全当局（ASN）との対話

2015年3月に提出された稼働許可申請書は、ASNによる審査中である。ASNの委託を受けた3つの専門家委員会が、かかるEPRが満たすべきすべての技術要件の集約を支援した。2017年末までに、かかる稼働許可申請書の94%について審査が行われた。2018年度上半期末までに常任の専門家グループの会合が予定されており、この施設の稼働の許可の是非について意見を表明する予定である。

ホット機能試験および敷地への燃料搬入許可を目的とした一部稼働許可申請書も、ASNにより審査中である。

2017年3月、EDFは、フラマンビル3の稼働開始のさらなる延長の承認を受けた。この延長は、現時点で、2020年4月までの予定である。2007年4月10日付の建設許可命令は、当初延長期間を10年と定めていた。

## 機器製造の品質

2017年末現在、従来のアイランド等の原子力部門の設備のほとんどは、敷地に搬入・設置された。AREVA NP-Framatomeにより製造された一次冷却システムの品質状態の変化は以下のとおりである。

2017年度上半期、ASNは、AREVA NPがEDFの監督下で提出した書類に基づき、炭素レベルが想定を上回った容器の上蓋および下鏡の審査を行った。同書類は、1,600超の試験および計測に基づくものであり、2016年末にASNに対して提出された。ASNは、ASNが任命した専門家グループによる2017年10月11日付の意見に基づき、容器の上蓋および下鏡の機械的性能は、事故発生の場合を含めて、要件を満たしていると判断した。

ASNは、2018年度上半期末頃に予定されている、一次冷却システムの定期的な水力テストの後に、以下を決定する。

- ・容器下鏡の稼働（適切な点検を条件とする。）。
- ・容器上蓋の稼働。上蓋の耐用年数は、現在の点検における技術的な限界により、下鏡と同様に2024年までに制限されている。

EDFは、ASNの要件を満たす新たな容器上蓋の点検法の開発に取り組んでおり、ASNに対して回答およびかかる新たな点検法の下で現行の容器上蓋を維持することについて検討依頼をするまでに、研究および産業の実現可能性の実証のために2年の期間を設けた。

クルーズ・フォルジュにおいて製造された最後のフラマンビル3の設備については、2017年に検査が行われた。

- ・蒸気発生器のフェルール製造に用いられる鋳造インゴットにおける位置ずれにより、犠牲部品に関する一連の試験が必要となった。同試験は、2017年10月初旬より、ASNが任命した機関の監督下で開始され、AREVA NP、EDFおよびASNの満足のいく結果を上げて終了した。
- ・残りの事例（95件の異常（契約上または規制上の要件を遵守していない部品）および16件の不遵守（社内の製造要件を遵守していない契約）は、AREVA NPが、同部品が使用可能であることの技術証拠を提出し、EDFおよびASNが任命した独立機関によりその正当性が認められたことをもって、完全に終了した。

技術証拠は、組立ておよび試験の間に収集され、プロジェクトの全体的なスケジュールの遅延にはつながらなかった。

さらに、2017年11月30日、EDFは、蒸気発生器からフラマンビル3 EPRのタービンへ蒸気を運搬する配管の溶接品質における不具合の発見に関して、原子力安全当局に対し重大事象の申告を行った。

蒸気発生器からフラマンビル3 EPRのタービンへ蒸気を運搬する回路（主蒸気管）は、「破断防止概念」に基づき設計および製造された。この手法は、設計、製造および稼働中の監視に係る要件の厳格化によるものである。EDFの要求により厳格化されたこの要件には、これらの回路の建造に係る「高度な」要件も含まれている（これらの要件の提示後は、安全性実証試験における配管破断の仮定については検証の必要がなくなった。安全性実証試験において、事故は物理的に不可能であるかまたは極めて可能性が低く、許容される経済状況において、また高い信頼性から、その影響は限定的であることが証明された。）。

しかしながら、これらの要件は設計段階で適用されたものの、供給業者に対して正確に指定されなかった。結果として、主蒸気管の溶接は、この高度な要件を遵守しては完了せず、EDFはASNに対して重大事象の申告を行うこととなった。ただし、これらの配管は、原子力圧力機器に係る規制は遵守している。

この申告を受けて、ASNは、EDFに対して、この不具合に関する調査を開始する旨の書面を送付した。EDFは、既に分析および機械試験を開始して満足のいく結果を得ており、この不具合に関するASNの調査に必要な概要書を作成済みであることを確認した。最終的に、EDFは過去の不具合を補正するために実施可能なすべての追加的対策を検討している。これらの事項はすべて、2か月以内にASNに対して提出される。

同時に、同施設での作業はスケジュールに従って継続しているものの、この件に関するASNの調査およびその他予想される検証が、スケジュールに影響を及ぼす可能性がある。

## 現場作業の進捗

作業は最終段階に入った。2017年には、以下の新たな段階に到達した。

- ・2017年末には、電子機器設備の94%の組立てが完了した。残りの設備は、2018年度上半期に組み立てられ、その後は試験が進行する中で設置を完了させることが課題となる。
- ・2015年9月に発表された試験の主要段階はスケジュールどおりに達成され、その後2017年10月に中間の主要段階が発表された。
  - ―一次冷却システムの徹底的な流水洗浄が行われ、システム性能試験期間の開始となる、原子炉回路の洗浄。流水洗浄は、2017年3月15日から2017年8月2日まで行われた。
  - ―稼働時の圧力を上回る240バール超の圧力下での一次冷却システムの漏洩試験等の、数回の試験が実施される、「コールド機能」試験。これらの試験は、2017年12月18日から開始し、2018年1月6日の一次冷却システムの水力テストをもって完了した。

現在は、設置の完了および試験の迅速化の作業に重点が置かれている。現段階における基礎システム完成のための作業とは、最終組立ての完了、点検およびホット機能試験の段階に入る前のユニット試験である。建物完成のための作業とは、EPRの運営チームへの引渡しまでに稼働中の発電所に係る建設基準（塗装、充填、洗浄）を満たすことである。

2番目の優先事項は、稼働日までに準備が完了するように、安全性および品質に係る基準ならびにスケジュールに沿いつつ試験を迅速化することである。EDFは、2017年初めに最初に立ち上げられ現在は完全運用されている、手続および試験データの管理をデジタル化する革新的なプロジェクトによって、一連のシステム性能試験を最適化している。このプロジェクトは、特に試験結果の共有および試験業者の施設間での派遣を通じた、世界各地で建設中の他のEPRとの連携を活用している。

## (ハ) 「新たな原子力」のその他のプロジェクトの進行

### (a) ヒンクリー・ポイントCのEPR

ヒンクリー・ポイントCに関する最終的な契約は、2016年7月28日のEDF取締役会による最終投資決定の承認を受けて、2016年9月29日に締結された。HPCは、EDF（66.5%）およびCGN（33.5%）により保有されている。

EDFはまた、CGNとの間で、英国における2つの原子力発電所建設プロジェクト（サイズウェルCおよびブラッドウェルB）の調査に関する2つの協定を締結した。

新規の原子力発電所建設事業ユニット（NNB）が、プロジェクト保有者となる予定である。

「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。

### (b) 台山のEPR

EDFは、中国の広東省台山に2基のEPR原子炉を建設および操業するために設立されたTNPJVC（Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）の30%を保有している。CGNは51%、Yudeanは19%の持分を保有している。

2017年、ユニット2において複数の大規模な組立てが継続する一方で、ユニット1では稼働開始スケジュールにおけるいくつかの重要な節目が達成された。EDFは、台山プロジェクトへの技術サポートを継続しつつ、同時にこれらの事業からのフィードバックを収集した。

ユニット1に関して、2017年に達成された主要な事項は以下のとおりである。

- ・2017年1月：電源切替試験（ホット機能試験中の特定の試験を除く。）が完了した。
- ・2017年3月から8月：ホット機能試験の認可に必要なすべての試験が実施された。
- ・2017年4月：燃料が現地に搬入され、総合技術部門（DTG）の支援により、原子炉格納建造物の漏洩試験が成功した。
- ・2017年7月：ホット機能試験中、第1タービン（非原子力の蒸気）が稼働した。
- ・2017年10月：最初の燃料集合体の使用済燃料プールに収容された。
- ・2018年年初：中国の原子力安全規制当局からの燃料装荷許可の取得に重点が置かれる。

ユニット2に関しては、2017年2月に原子炉建屋のプールの漏洩試験および不動態化が行われた。

台山のEPRプロジェクトは、2018年においても継続し、年末までにすべてのシステム性能試験を完了させるために、ユニット1の稼働試験およびユニット2の組立てを完了する予定である。

2018年3月9日、大株主であるCGNは、台山の原子炉1号機の商業運転が2018年末まで開始されない見込みであると発表した。

### (c) EPRの新型モデル

2017年、EDFおよびAREVA NP-FramatomeによるEPRの新型モデルプロジェクトの作業は、フランスで現在稼働中の原子力発電所の更新において役割を果たすこと、ひいてはフランスの原子力産業の輸出事業を強化することを目的とした技術構成の完成に至った。

この「EPR 2」の技術構成は、現在進行中のEPRプロジェクトにおける、特に施工性および産業化の観点からのフィードバックを統合したものである。本技術構成は、最初のユニット2基のリスク特性（FOAKリスク、すなわち初期リスク）の低減を目的として構築された。また、2017年にASNに提出された安全性オプション資料（*Dossier d'options de sûreté*）のASNによる審査の一環として行われた、原子力安全規制当局との協議も活用される見込みである。

本技術構成は、このモデルの競争力における以下の3つの側面を確認するものである。

- ・原子炉開発のかなり前の段階から、原子力産業の産業基盤を最大限に活用する産業的見地を取り入れること。
- ・エンジニアリング・チームの効率をより向上させる手段および設備の改革、ならびに様々な開発段階における原子炉の技術構成管理の監督。
- ・一部のEPRの技術的オプションの最適化。

#### (d) EDVANCEの設立

EDFとAREVA SAとの間で2015年7月30日に締結された覚書に従って、フランス国内外におけるニュークリア・アイランドの設計および建設ならびに新たなプロジェクトの指令制御の最適化を目指した、EDFが80%、AREVA NPが20%保有し、EDFおよびFramatomeにおける新規ニュークリア・アイランド分野の事業を統合する専門会社（現行名称Framatome）が設立された。

EDVANCEは、フランスにおける原子力産業の競争力向上の支援、新規の原子力発電所建設プロジェクトにおける効率化および作業の厳密化による安全性の向上、新規原子力産業における重要な専門技術の維持、ならびに原子力産業の国際的な発展およびフランスにおける原子力発電所の国内での更新の支援のために、原子力エンジニアリングにおける国際基準を設定することを目指している。

EDVANCEは、2017年7月1日の運営開始以降、フランスの既存の原子炉と代替する予定の新規のEPR 2原子炉の設計に寄与しており、また2018年にはフラマンビル3、HPCおよび国際プロジェクトに寄与する予定である。

EDVANCEの成長戦略は、2018年にEDF傘下の一部事業ライン（CNEN（国立原子力設備センター）、SEPTEN（火力・原子力の研究企画課）ならびにCEIDRE（建設・運営分野の専門技術および調査センター））、SofinelならびにFramatome（従業員の配属後）の事業の承継、ならびに2年間にわたり目標達成のための変革および独自の企業文化の構築に取り組むことの、2つの主要な段階に分けられる。

#### (二) SWITCH（原子力エンジニアリングのデジタル変革）

2017年7月の設立以降、この4年にわたるプログラムは、現行の新たな原子力プロジェクトの管理、稼働中の発電所の耐用年数の延長、海外展開およびデジタル変革の導入に関連する分野において、EDFのCAP2030戦略に寄与している。これは、EDFのエンジニアリングに係る専門技術および新規の原子力発電所建設事業ユニットの英国部門ならびにFramatomeが参加する複数部門にわたるプログラムである。

このプログラムは、以下を通じてエンジニアリングの転換点となることを目指している。

- ・大規模な産業プロジェクトの複雑性をその耐用年数にわたってより良く把握するために、手法の中でも特にシステム・エンジニアリングに係る基準の適用を通じて、プロセスおよび手法を変革および簡略化すること
- ・拡大企業モデル内の統合された共同の産業用高性能情報システムを基盤とする、データ中心のアプローチを用いて、プロセスをデジタル化すること

これに応じて、2018年よりPLM（発電所の耐用年数管理）ツールへの従事およびこれを通じたデジタル変革の支援が可能なデジタル・パートナー（ソフトウェア出版業者およびシステム・インテグレーター）の選定のため、2017年末に入札の募集が行われた。

#### (iii) Framatome

EDFとAREVA SAとの間で2015年7月30日に締結され、2016年7月28日に更新された法的拘束力のない覚書に従い、EDFは2017年12月31日に、AREVAグループから分離し、原子炉および原子炉機器の設計および製造、燃料集合体ならびに設置基盤向けサービスに関連する事業を兼ね備えている事業体であるNEW NPの資本および議決権の75.5%を取得した。

NEW NPの株式資本100%の調整後の値は、債務を除き2.47十億ユーロであり、これは予測EBITDA倍率（大規模なプロジェクトを除く、取得した事業の標準化EBITDA見積値）の8倍に相当する。この数値は、かかる取引が成立する日である2017年12月31日現在の最終的な財務書類によって上方または下方修正される可能性がある。取引の効力発生日後に一定の業績目標が達成されたか否かによって、245百万ユーロを上限とするアーン・アウト見込額が生じる可能性もある。



オルキルト3 EPRプロジェクトに関する契約および当該プロジェクトを完了させるために必要な資金ならびにル・クルーズ工場で鍛造された機器に関する一定の契約は、AREVA SAグループに属するAREVA NPに留保される予定である。

この調印は、ASNによりフラマンビル3のEPR容器の稼働についての肯定的な見解が公表された後に行われた。これは、Framatomeにより引き継がれた契約に関してル・クルーズ、サンマルセルおよびジュモンの各工場において実施された品質監査の完了とその良好な結果を受けたものである。これらの契約については、EDFは、いずれの場合も、引き続きこれらの監査の結果として残存するリスクに対してAREVA SAによって保証される。

三菱重工業株式会社（三菱重工）およびAssystemは、EDFとAREVAの取引の効力発生日、すなわち2017年12月31日に、それぞれ19.5%および5%の株式持分を取得した。

#### NEW NPが2018年1月にFramatomeに改称

FramatomeはSAS（単純型株式会社）であり、業務執行委員会（Framatomeの執行会長および最高責任者により構成される。）および監査役会（現在の株式保有を考慮してEDFにより指名された8名により構成され、監査役会会長1名、Framatomeの従業員代表3名、社外監査役2名、三菱重工の代表1名およびフランス政府の代表1名が含まれる。）を有する。パートナーに付与された権限内で、かつかかる権限に従い、監査役会は、業務執行委員会および執行委員会によるFramatomeの経営を監視する。監査役会による決定は、少なくとも1名のEDFの監査役、1名の三菱重工の監査役および1名の社外監査役による賛成票を要する特定の決定を除き、監査役会の構成員の単純過半数によって行われる。

#### Framatomeの業務

新たに設立されたFramatomeグループの主な業務は以下のとおりである。

- ・例えば大規模な新規原子炉プロジェクトの管理の一環としての、既存の原子力発電所用の部品の設計、製造および設置からなる産業事業。
  - ・とりわけ計装制御システムによってボイラーの安全状況を強化する一方で、原子力施設の供給力と競争性を高めることを目的としたサービス事業。
  - ・電力会社および一部の研究用原子炉に対してサービスを提供している燃料集合体製造事業。
- これらの事業は、フランス、ドイツおよび米国に所在する以下の6つの事業ユニットを通じて運営されている。
- ・エンジニアリング設計機関ユニットは、ボイラーの開発、設計、認証および使用許可を行い、これに関連するサービスを提供する。
  - ・大規模プロジェクト・ユニットは、新規原子炉の建造について、その設計から稼働までを管理し、請け負っている。
  - ・設置基盤ユニットは、既存の原子力発電所および建設中の原子力発電所に対して維持管理とエンジニアリングのサービスを提供する。
  - ・燃料ユニットは、PWR（加圧水型原子炉）、BWR（沸騰水型原子炉）および研究用原子炉の燃料集合体および部品の開発、設計、使用許可および製造を行い、ジルコニウム製品の製造を行っている。
  - ・部品ユニットは、原子力発電所の重機および移動式機器の設計と製造を行っている。
  - ・計装制御ユニットは、稼働中のボイラーおよび新規原子炉の安全システムの設計と製造を行っている。

EDFは、2017年12月31日に実施された取得前にはFramatomeの大口顧客であり、取得後も大口顧客であり続けるであろう。

EDFグループは、その燃料集合体を製造し、発電所を維持し、蒸気発生器といった関連設備の購入および設置を行うために、Framatomeに依拠している。

Framatomeはまた、フラマンビル3およびヒンクリー・ポイントCのEPRといった建設中の新規原子炉につき、研究段階から稼働に至るまで、EDFに対してボイラーならびに計装制御システムを供給している。

#### (iv) フランス本土における火力発電

2017年、EDFのフランス本土に所在する火力発電所からの発電量は、その全発電量の約3.8%を占めた。同年において、この発電設備は、合計設備容量6,210MWを有していた。

火力発電資産は、高い感応性および柔軟性（立上りが迅速で、電力調整が可能である。）を有し、投資費用が比較的少額で建設期間が短いなど多くの利点を備えている。

火力発電資産は、電力消費ならびに再生可能エネルギー発電量（特に太陽光発電および風力発電）の変動に対応し、生産と消費の均衡をリアルタイムで確保する、エネルギー構成における重要な要素の1つである。水力発電設備の一部（貯水池および揚水発電所）とともに、火力発電資産は、ミッドメリット時およびピークロード時の電力要求に対処するために使用される。火力発電資産はまた、システムの制御に役立っており、これにより送電網全体にわたり適切な電圧および周波数のレベルを維持することに寄与している。



## (イ) EDFの火力発電

2017年12月31日現在、EDFが運営する火力発電施設は、燃料および電力の両方に関して、様々な種類から構成されていた。

| 燃料                                | ユニット<br>容量 (MW) | 2017年12月<br>31日現在<br>稼働<br>ユニット数 | 合計容量 (MW) | 開始年               | 発電量 (TWh)       |                 |
|-----------------------------------|-----------------|----------------------------------|-----------|-------------------|-----------------|-----------------|
|                                   |                 |                                  |           |                   | 2017年<br>12月31日 | 2016年<br>12月31日 |
| 石炭                                | 580             | 3                                | 1,740     | 1983年および<br>1984年 | 6.1             | 4.1             |
| 燃料油                               | 685             | 1                                | 685       | 1976年             | 0.5             | 0.3             |
|                                   | 85              | 4                                | 340       | 1980年および<br>1981年 |                 |                 |
|                                   | 203             | 1                                | 203       | 1992年             |                 |                 |
| 燃料油ならびに<br>二重燃焼タービン<br>(ガスおよび燃料油) | 134             | 1                                | 134       | 1996年             |                 |                 |
|                                   | 125-129         | 2                                | 254       | 1998年および<br>2007年 | 0.5             | 0.5             |
|                                   | 185             | 2                                | 370       | 2010年             |                 |                 |
|                                   | 179-182         | 3                                | 542       | 2008年および<br>2009年 |                 |                 |
| コンバインド・<br>サイクル・<br>ガス・タービン       | 427             | 1                                | 427       | 2011年             |                 |                 |
|                                   | 465             | 2                                | 930       | 2012年および<br>2013年 | 9.0             | 7.0             |
|                                   | 585(*)          | 1                                | 585       | 2016年             |                 |                 |

(\*) General Electricと合同で実施された容量増加に関する試験の後、効力のある地区指令に沿った現在の容量は585MWである。

## (ロ) 火力発電に関する課題

## ミッドメリット時の需要を満たすための石炭発電所の刷新および石炭の比率を削減するための混合燃焼の研究

EDFは、2013年から2015年における石炭火力発電ユニット10基の閉鎖後、最新技術に基づく3基の発電所（ル・アーブルの1基、コルドメの2基）からなる1か所の石炭発電所を維持している。これらの石炭火力ユニットについては、信頼性および効率性改善のための刷新プログラムが2014年から2016年の間に完了した。

石炭ユニットの能力と柔軟性は、最も重要な利点である。それらの設備は、燃焼排ガスの脱硫および脱硝システム（二酸化硫黄排出の90%を削減し、酸化窒素排出の80%を削減する。）ならびにほぼすべての煤塵を捕捉する集塵装置を装備している。これらの措置により、上記のユニットが2016年以降に有効な環境規制上の要件を満たすことが可能となった。

石炭およびグリーン・バイオマスの混合燃焼プロジェクトも2016年に開始された。2016年2月にコルドメにおいて実施された石炭およびバイオマスの混合燃焼の試験では、技術的性能を低下させることなくバイオマスを細かく粉砕し、燃焼させるボイラーの技術的能力（20%）が実証されている。試験は2017年にも続けられ、発電所残留物の高密度化に関する試験が計画されている。最初の試験は2018年に実施される予定である。

EDFは、既存の石炭火力発電所の使用を制限するために、二酸化炭素の最低価格を掲げており、その石炭火力発電所の一部をバイオマスに置き換える努力を続けている。より一般的に、当グループは、そのすべての火力発電所の実績を最適化するための取り組みを行っている。

## 燃料油火力発電所の縮小

EDFは、長年にわたってほとんど使用されていなかったアラモンの火力発電所を2016年4月1日付で、またボルシュヴィルおよびコルドメの火力発電所の2つのユニットを2017年の春に永久的に操業停止することを決定した。

またEDFは、最後の燃料油火力発電ユニット（コルドメの3基）について、2018年の春に永久的に操業停止することを決定した。

## 天然ガスコンバインド・サイクル・タービン火力発電所の近代化

EDFは2011年に、ブレノにおいてフランスで最初のコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の操業を開始し、その後2012年および2013年にマルティエグにおいて2基のCCGTの操業を、続いて2016年にはGeneral Electricと提携してブシャンにおける次世代CCGT発電所の操業を開始した。かかる火力発電所の近代化により、二酸化炭素、二酸化窒素および硫黄酸化物の空気中への排出が削減された。

マルティーグのGCCTは、蒸気タービン、コンデンサーおよび水処理設備といったその設備の一部を再利用して、かつての燃料油火力発電ユニットを改良したものであった。この発電ユニットの改良は欧州で初めて行われたものであった。マルティーグの敷地の設備容量は930MWであり、その発電量は50%超と、石炭火力発電ユニット等の発電量を著しく上回るものである。

ブシャンのCCGT発電所は、General Electricの新種の大容量「9HA」タービンを備えている。この革新的な9HAタービンを備えたCCGTは、その容量（30分未満に600MWの発電が達成可能）および発電量（基準型のCCGT発電所における57%から58%の間の平均発電量に対して60%超）が向上しており、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の二酸化炭素排出量の3分の1に値する、平均約360g/kWhという良好な環境パフォーマンスを提供する。この発電所は、特定の運転条件において、過去最高となる62.22%の発電量を達成した。同発電所は、2016年春に稼働開始してから2017年12月にその所有権がGeneral ElectricからEDFに引き渡されるまで、プロトタイプとしての検査が行われた。

## 環境規制の枠組みの展開

今日、EDFの火力発電所は、環境保護指定施設（*Installations classées pour la protection de l'environnement*、またはICPE）に適用される規制、温室効果ガスの排出に関する規制および大気環境に関する個別規制に照らして稼働されている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。EDF自身は、フランス本土における二酸化炭素の排出量を1990年から2020年の間に30%（トン単位で測定される。）削減し、硫黄酸化物、窒素酸化物および煤塵の排出量を2016年の水準（それぞれ2005年の10分の1、3分の1および17分の1の水準）に維持する目標を設定した（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

旧型の火力発電所の操業停止、最新の発電所の改築、公害軽減のための手順の実施、硫黄含有量の低い燃料の使用（燃料油火力発電ユニットは、極少の硫黄含量の燃料（硫黄含量0.4%未満）を使用している。）および天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の稼働により、フランス本土における火力発電所の環境パフォーマンスは以下のとおり著しく改善した。

- ・2017年のEDF SAのフランス本土における発電所の二酸化炭素の総排出量は、9.5百万トンとなった（当社の連結範囲内（フランス電力（IESを含み、PEIを除く。））では、2017年の総排出量は、10.7百万トンであった。）。これにより、過去3年間において運転時間が増加したにもかかわらず二酸化炭素の排出量が1990年以降50%超減少したことになり、炭素排出量が軽減したことが裏付けられた。火力発電による1 kWh当たりの二酸化炭素の量は、1990年以降に30%超減少した。
- ・窒素酸化物、硫黄酸化物および煤塵の2020年までの排出削減目標が、最も古い石炭火力発電ユニットが閉鎖されたこと（2015年に完了）、ほとんどの燃料油火力発電ユニットが閉鎖されたことおよび火力発電に占めるCCGT発電所の割合が増加したことにより既に達成されている。

## （ハ） 発電および技術性能

2017年の火力発電量は、連続運転により16.1TWhとなり、10月下旬までに2016年の年間の発電量を上回った。

2017年において、石炭ユニットは6.1TWhを供給し、CCGT発電所は9.0TWhを供給し、燃料油火力発電ユニットは462GWhを供給し、燃焼タービンは530GWhを供給した。初めて通年で稼働した年に、プシャンのCCGT発電所は3.0TWhを発電し、6,500時間を超える運転時間でブレノのCCGT発電所の2016年の記録を塗り替えている。複数のユニットがその2016年の稼働記録を更新しており、例えばモントローの第5号混合燃焼タービンは、113時間の運転時間を達成し、マルティエグの2基のCCGTは4.1TWhを発電した。予定外の供給停止を最小限にすることは、ミッドメリット時およびピーク時の発電に利用される火力発電所のような施設にとって最も重要な目標である。年間を通して変動的に必要とされるかかる発電方法は、最高水準の安定性および供給力を確保することにより、システムの安全性を確実にすることを最優先事項としている。

2017年において火力発電所の信頼性が確認されており、これは欧州の基準に適合している。当初計画されていた水準を大幅に上回る運転を行う同発電所の順応力が実証された。火力発電所は、2017年1月の寒波の時期も耐え抜いた。送電網のすべての発電手段をもって最大発電可能量が8,590MWであるところ、1月20日の朝に7,630MW、1月25日の晩には7,780MWという記録的水準に達した。最適化サービスおよびRTEからの要求に対して、燃焼タービンにより達成された反応率は、非常に良好であった。燃焼タービンは、逼迫する需給バランスにおいて、システムの安定性維持のために十分に役割を果たした。

## 閉鎖されたユニットの廃炉

EDFは、既に閉鎖されたかまたは閉鎖が予定されている火力発電施設ユニットのすべてを廃炉化する計画を立てた。かかる廃炉化のための引当金として、稼働ユニットすべての廃炉化および発電所敷地の除染に係る費用に対応する金額が計上されている（2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記30を参照。）。

2017年において、EDFは、操業停止が確定となった発電所において廃炉作業を継続した。特に、6月にはリシェモンにおけるユニット1、ユニット2およびユニット3（高炉ガス）の制御発破による解体に成功した。

## （v） 再生可能エネルギーによる発電

水力、風力、太陽光、バイオマス、地熱および海洋エネルギー等の再生可能エネルギー（再生可能エネルギーまたは「グリーン」エネルギーは、人類にとって無尽蔵のエネルギーと考えられる、迅速に再生可能である天然資源から得られる。）は、世界中で力強い成長を遂げている。

水力発電は、世界第一位の再生可能エネルギーであり、2017年における推定総設備容量は1.26TWであった（出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の2017年容量統計）。水力発電は、多くの先進諸国においては潜在的な操業能力の限界に達しつつあるが、一部の地域においては大きな成長可能性を有している。IEAによれば、2018年から2022年の期間において、新設容量の約13%を水力発電が占めると予想されている。

2017年末現在、全世界の陸上風力発電の総設備容量は合計500GWとなり、このうち170GW超を中国が占めると予想されている。2017年において、世界では48GWの風力発電（中国における約19GWを含む。）が開始されると予想されている（出典：ブルームバーグの新エネルギー・ファイナンス）。

太陽光発電に関しては、2017年末現在、世界の合計設備容量は380GWcとなり、このうち約78GWcは2017年に増設された新たな設備容量によるものであろうと予想されている（出典：ブルームバーグの新エネルギー・ファイナンス）。今日、再生可能エネルギーの成長を牽引しているのは、主に風力、太陽光およびバイオマスによる発電である。

EDFグループは現在、欧州における再生可能エネルギーを用いた主要な発電事業者であり、特に欧州連合においては水力発電の主要な供給業者である。水力発電は当グループの最も重要な再生可能エネルギーである。その設備容量は23GWであり、世界各地に301基のダム（AクラスおよびBクラスのダム（高さが10メートル超）に関連するフランスでの分類（命令第2015-526）に関するもの。ダムの総数は、これらのダムにおけるEDFグループの株式持分の有無を問わない。ダムの正味の数数は270基。）を有している。当グループは、競争力の高い分野（特に風力および太陽光）の到来において、役割を果たしている。

2015年以降、再生可能エネルギー部門が、EDFグループの再生可能エネルギー事業（すなわち、水力および再生可能エネルギー発電事業）の管理および推進を行っている。同部門はまた、当グループが取り組んでいるすべての再生可能エネルギー・プロジェクト（風力、太陽光、海洋等。海外子会社が取り組んでいるプロジェクトを含む。）を監督する。

#### 2017年末現在における当グループの再生可能エネルギーの純容量(\*)

| (単位：MW)      | 水力            | 風力           | 太陽光          | バイオマス      | 地熱       | 海洋<br>エネルギー | 合計            |
|--------------|---------------|--------------|--------------|------------|----------|-------------|---------------|
| フランス         | 20,319        | 1,130        | 239          | 232        | 8        | 240         | 22,169        |
| 欧州（フランスを除く。） | 2,055         | 2,387        | 99           | 10         | -        | -           | 4,551         |
| 米国           | -             | 3,551        | 646          | 40         | -        | -           | 4,237         |
| アジア          | 428           | 168          | 81           | -          | -        | -           | 677           |
| アフリカ         | -             | 372          | 99           | -          | -        | -           | 471           |
| <b>純容量合計</b> | <b>22,802</b> | <b>7,609</b> | <b>1,164</b> | <b>282</b> | <b>8</b> | <b>240</b>  | <b>32,105</b> |

(\*) 各資産におけるEDFグループの保有割合に応じた発電容量。

#### (イ) フランスにおける水力発電

2017年、フランス本土におけるEDFの水力発電所の発電量（揚水発電を含む。）は、合計で37.1TWhとなり、発電量合計の8.5%であった。

##### (a) EDFの水力発電所

2017年末現在、フランス本土におけるEDFの水力発電所は、433基の発電所から構成され、その平均運転年数は73年（算術平均）である。

- ・発電所の約11%が100MWを超えるユニット容量を有し、これは総発電量の約63%にあたる。
- ・発電所の約51%が12MW未満のユニット容量を有し、これは総発電量の約6%にあたる。

|                              | 2017年12月31日 | 2016年12月31日 |
|------------------------------|-------------|-------------|
| <b>容量が12MW以下の水力発電所</b>       |             |             |
| 最大容量 (MW)                    | 989.7       | 990.2       |
| 純揚水発電量 (TWh)                 | 2.1         | 2.5         |
| 揚水作業による消費量 (GWh)             | 23.5        | 48.5        |
| 揚水発電を含む発電量 (TWh)             | 2.1         | 2.6         |
| <b>容量が12MW超の水力発電所</b>        |             |             |
| 最大容量 (MW)                    | 19,017.0    | 18,965.8    |
| 純揚水発電量 (TWh)                 | 28.0        | 33.3        |
| 揚水作業による消費量 (TWh)             | 7.0         | 6.6         |
| 揚水発電を含む発電量 (TWh)             | 35.0        | 39.9        |
| <b>最大容量合計 (GW)</b>           | <b>20.0</b> | <b>20.0</b> |
| <b>純揚水発電量合計 (TWh)(*)</b>     | <b>30.1</b> | <b>35.8</b> |
| <b>揚水発電を含む発電量合計 (TWh)(*)</b> | <b>37.1</b> | <b>42.4</b> |

(\*) 正確な数値の合計を小数点第1位まで四捨五入した数値である。

フランス本土においては、水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・サントラルおよびジュラといった山間部ならびにライン川流域に所在する。合計で、EDFの発電所の21%にあたる、約20GWの設備容量を有し（フランス海外県およびコルシカ島を除く。）、年間約40TWhの発電容量を有する。

様々な水力発電の施設が、かかる施設が位置する渓谷地での水資源の利用を最適化するべく設計されている。その発電所の規模および多様性により、EDFは、ベースロード発電時またはピークロード発電時において、あらゆる種類の需要に対応可能な施設を有しており、またかかる施設は以下に示す順応性に応じて最適化のための方策も提供している。

- ・ライン川沿いの発電所のような「河川設置型」発電所は、蓄電能力を有さず、利用可能な水の流れに応じて発電する。
- ・発電所に調整池がある場合、ピーク時の需要に対応するため、1週間または1日のうちに時折利用される（湖よりも小さい）平均規模の貯水池を利用することができる。
- ・山間部（アルプス、マシフ・サントラルおよびピレネー）の人口池（季節性の貯水池）の発電所。
- ・揚水発電所（フランス語の頭文字から、通常フランスではSTEPとして知られている。）は、需要が少なく電力価格も低い期間に、下流の貯水池から上流の貯水池まで水を揚げ、（貯蔵された水を上流の貯水池から下流の貯水池へとタービンを通じて放出することで）ピーク時にエネルギーを生成するために利用される水を溜める。
- ・ランス川の潮汐発電所は、潮の干満を利用し、非常に規則的な電力供給を行う。

| 種類      | 容量    | 50年間の平均発電容量 |
|---------|-------|-------------|
| 河川設置型   | 3.6GW | 17.2TWh     |
| 人工池     | 8.9GW | 15.8TWh     |
| 調整池式発電所 | 3.1GW | 8.8TWh      |
| 揚水      | 4.2GW | 1.1TWh      |
| 潮汐発電所   | 240MW | 0.5TWh      |

## (b) 水力発電の安全性

水力発電の安全性は、水力発電所の設計時および稼働時に講じられるあらゆる措置を含み、その目的は、人間および財産に対する水に伴う危険または施設の存在もしくは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の継続的な最優先の懸案事項である（「第3 4（2）②（iv）（ロ）水力発電分野」を参照。）。リスク管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・下流河川における水位または水流の変動に関する顧客への情報提供（コミュニケーション・キャンペーン、河川で作業する従業員に関する情報、夏季における「水力発電ガイド」の雇用）を通じた業務リスクの管理。
- ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全確保を目的とした、水位が例外的に高い期間中の施設の管理。
- ・公的機関、特にフランス環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*、またはDREAL）により監督される施設の定期的な監視および維持管理を通じた、ダムまたは貯水池の故障に伴う主要リスクへの対処策。最大規模のダムのうち、68のダムが、該当する地方当局により実施される特別な管理手続（*plan particulier d'intervention*またはPPI）の対象となっている。

EDFは、とりわけ継続的な構造上の健全性評価という方法により、保有するダムの定期的な監視および維持管理を行っている。

さらに、150の大規模ダムそれぞれについて安全性審査が10年ごとに行われ、水中機器の使用または貯水池の放水による徹底した検査が行われる。かかる業務は、公的機関（地域レベルではDREALの事務所およびとりわけ大規模ダムおよび水力発電施設について責任を負っているフランス中央政府機関である大規模ダムおよび水力発電による電力エネルギーの技術サービス（*Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique*）またはSTEEGBH）の監督の下で実行される。

また、総合的な安全性試験を行うことは、ダムの所有者および事業者に対する規制上の要件である。このため、EDFは、かかる要件に服するすべての作業を網羅する240回の危険性試験を行い、2017年にフランス政府の管理部門に対して5回の危険性試験に関する更新情報を提出し、また2018年までに実施予定の156回の安全性審査のうち、145回を実施した。かかる審査により構造および関連する対応策の十分な概要が整備される（詳細については、EDFのウェブサイトですぐ入手可能な水力発電の安全検査局が作成する2016年の報告書を参照。）。

2017年のEDFの水力発電における安全性は良好な状態を保ち、「オレンジ」に分類される水力発電の安全性事象（EISH）（2010年5月21日付命令内の意味において、人々を危険にさらした事象）は1件であった。「黄色」に分類されるEISH（不遵守を反映した事象のうち誰も危険にさらすことはないもの）は、本年は11件発生した。主要な指標は、以下のとおり、未だに高いレベルで維持されている。

- ・（深刻ではない）重要な事象（ESSHのレベル0）の地元チームによる検知数は増加し、3,613件が検知された（2016年は3,391件。）。
- ・外部に影響を及ぼす事象（ESSHのレベル1以上のレベルの事象）の数は少なく、32件の事象が発生した。
- ・発電所の下流に位置し、水流の変動に伴うリスクが高い施設の数減少し、2005年の114か所から2016年および2017年には12か所となった。
- ・水力発電施設の管理は、同年に発生した洪水の際にも適切に行われていた。

老朽化する施設に関連するリスクの制御は水力発電の安全性における大きな懸念事項であり、かかる制御は強化され、2012年には長期の維持管理政策が更新された。EDFは、2012年から2017年にかけて水力発電安全性に600百万ユーロ近くの費用を投資しており、維持管理予算の大部分をかかえる作業に費やした。

2006年以降、稼働している水力発電所の安全性および性能に係る項目に関する工学計画が、多額の投資を受けて継続しており、安全性に関する主要な活動の慎重な管理が確保され、かかる活動の全国的な認知度が上がった。目標は、長期にわたって高水準の水力発電の安全性を維持し、発電所の技術的性能を保持するために、技術面でのアップデートを遂行し、敷地の維持管理計画を改善することである。2017年末には、2016年より減少し、486件の具体的なシステムおよび施策（具体的なシステムおよび施策とは、受容可能な水準の安全性、性能および個人の安全性のための暫定的な施策である。）が実施され、主としてギャラリー、パイプ、ダム、水圧管および水門の5つの優先施設グループごとに監視されていた。

## （c） 水力発電所の性能

### 高度自動化・遠隔管理発電所

水力発電設備の柔軟性を活用するため、数年前からEDFは、自動化、水力発電所の遠隔制御および渓谷地の中央管理を含む意欲的な計画を実施している。現在、発電量が15GW（水力設備容量の約75%）を超えるEDFの最大の水力発電所が、電力システムの需要および電力市場により求められる経済機会に対応し、発電所の稼働プログラムをいつでも修正することができる4つの制御センターにより遠隔管理されている。

信頼性を向上させるために、EDFは、最大級の発電所を、温度や振動といった機械の物理的環境の監視を担当している5つの地域動作センターに接続しており、これによりできるだけ早く異常を検知し、事故を防ぐことが可能となった。

### 発電所の技術的性能および2017年における水力発電の状況

水力発電による発電量は、水源における気候が不確定なため、年により大幅に異なる可能性がある。2017年の水力発電による発電量は、記録的に乾燥した数か月間で水利条件が非常に不利であったことにより減少した。

揚水発電所の運転に必要な電力を差し引く前の水力発電量は、フランス本土で37.1TWh、かかる揚水発電にかかる消費量を差し引いた後では30.1TWhであった。

2017年の発電量指標は非常に満足のいくパフォーマンス水準を示しており、内部損失率（内部損失とは、タービンを通過せず、貯蔵されなかったエネルギー・フローである。内部損失率は、内部損失を通年の発電量で除した後に内部損失を加算することで算出される。）は過去最低となる3.5%であった（2016年は4.5%）。水力発電設備全体の稼働率、すなわち年間のうち発電所がフル稼働した時間の比率は、2016年は99.32%であったのに対して、2017年においては99.31%であった。EDFの水力発電所の非稼働率の15.1%は、施設の維持管理中に行われた資産の修理および維持管理作業（予定されていた非稼働率）によるものであり、一方で非稼働率の2.3%は作業の遅延および故障（予想外の非稼働率）によるものであった。

2011年において、EDFは水力発電所の工業パフォーマンスを向上させるために、2021年までの総額840百万ユーロ（2010年）の意欲的な近代化計画についても着手した。「RenouvEau」として知られるこの計画は、水力発電所の安全性、パフォーマンスおよび競争力を向上させるため、とりわけ電気設備の改修、監督管理ならびに情報化された経営手段、維持管理手段および運転手段を通じた、水力発電所の維持管理および運転の近代化を目標としている。この計画の本格展開は、2020年までに終了する。

## （d） 水力発電に関する課題

水力発電のセグメントは現在、法律第2015-992号（エネルギー移行法）の施行、水へのアクセス管理および開発に取り組んでいる。

### 委託契約の更新

水力発電施設は、4.5MW以上の施設に関する政府による委託および4.5MW未満の施設に係る県の許可証に基づき稼働している（「第2 3（3）⑥（ii）（二）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。

EDFは、現在フランスの水力発電委託の過半数を担当している。水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従い、水力発電の委託には75年の当初期間がある。2012年までに満了した委託の大半は、30年から50年の期間で更新された。しかし

ながら、フランス政府は、満了した12の委託契約について未だに更新をしていない。これらの委託契約は、その満了以降、フランス・エネルギー法第L.521-16-3条により定義された「延長」の状態にあり、これにより、満了となったが更新されていない委託契約は、当面の間、稼働を継続するため、従前の条件の下で新たな委託が認められる時点まで延長される。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律および水力発電委託に関する2016年4月27日付法令において、水力発電が組み込まれた新たな法定および規制の枠組みが規定されている。

一連の法律文書、具体的には、競争入札の全体的な枠組みを定める委託契約に関する2016年1月29日付政令および2016年2月1日付の施行命令、一定の水力発電施設が対象となる可能性が高い購入義務および追加報酬に関する2016年5月27日付命令、国民に情報を提供し、関与してもらうためのプロジェクトおよび手続の環境上の評価に関する2016年8月3日付政令、ならびにデジタル国家のための2016年10月7日付法律等において、水力発電委託契約の属性および／または履行に関する枠組みが補完されている（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

現行法では、満了となる委託契約が更新されない場合、元受託事業者は一切の補償を受けられない。2006年の補正予算法により制定されるフランス・エネルギー法第L.521-15条は、近代化作業または発電容量を拡大させることのできる作業が委託契約の後半期に行われていることを条件として、かかる作業に関連する未償却費用の払戻しについて規定している。しかしながら、委託がフランス政府によって早期に終了された場合は、事業会社は補償を受け取る。この政府による補償は、委託契約の仕様に規定されたとおり、委託契約の業務が期限内に終了することにより既受注事業者に対して生じる不足額を填補することを目的としている。

このような状況において、EDFは数年にわたり、各委託契約につき、より高いエネルギー効率、水域環境に対する配慮、政府および市町村による料金を通じた補償ならびに地域開発を組み合わせるとともに、操業の安全性を保証することで最高付け値を提示する準備を自ら整えてきた。

欧州委員会（EC）は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第1章第106条（同条約第102条と併せて読まれるものとする。）に基づき、フランスにおける水力発電委託に関してフランス政府に対する訴訟を提起した。そのため欧州委員会は、2015年10月22日にフランス政府に対して、フランスにおける水力発電委託の大部分が、上記の条文に違反してEDFに帰属し、EDFによって留保されており、これによりEDFのフランス電力小売市場における独占的地位が強化される事実を検討している旨が記載された正式通知を送付した。政府は、かかる通知に対して回答し、フランス政府およびECとの間の対立する見解のやりとりが始まったことが明らかとなったが、これは最終的な結果に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する当事者として、正式通知の写しを受領し、2016年1月4日、ECに対して、ECの分析およびその根拠に対して強く異議を唱える意見を送付した。EDFは、これ以降フランス政府およびECとの間における、特にフランス市場の運営に関する技術的詳細の提供に関する情報交換に関与しており、これにより合意に向けた進展が見られた。これらの情報交換は、ECが当該申立てを終了するまで、2018年においても継続する見込みである。この合意により競争入札手続が開始されるというリスクがある（「第3 4（1）②競争および一般的な環境に関するリスク」を参照。）。

法律第2015-992号（エネルギー移行法）により導入されたフランス・エネルギー法第L.521-16-3条に従い、フランス政府は、EDFが保有する一定の委託契約の延長と引換えに、ECに対してエネルギー移行に関する投資計画を提出した。ECは、かかる延長がEU法、とりわけ有効な委託契約を修正することのできる範囲を制限する委託契約の発注に関する2014年2月26日付指令2014/23/EUの第43条に適合するものであるかについて裁定することとなっている。

## 水へのアクセス管理

フランスにおいてEDFの239の大規模ダムにより保有される貯水量は、国内表面貯蔵量の75%に相当する、7.5十億立方メートルである。

水力発電施設は、経済発展および環境の両方にプラスの影響を与えている。EDFは、様々な水に関する利害関係者と連携して、その水資源に関して、積極的な管理方針を採用している。地方選出議員、農家、漁業者、観光地の管理者および工業事業者等との間で契約が締結されている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

水および水域環境に関する2006年12月30日付法律には、水資源管理（特に、最低流量（水生生物を保護するためにダムの下流で維持されている最低流量）の恩恵および水力発電所操業の柔軟性）に関する規定が含まれている。かかる規定は、生物多様性、自然および景観の再生に関する2016年8月8日付法律によって補完された。しかしながら、EDFグループは、地方における実施方法およびかかる規則に関する今後の進展を引き続き注視し、より一貫性のある水、エネルギーおよび環境に係る公共政策を求めている。

## 開発

フランスの水力発電容量の95%が現在利用されている。EDFは、特に収益性のある新プロジェクトの研究および実現を通して、水力発電事業の開発に取り組んでいる。

- ・維持流量タービンの開発。その目的は、規制上の最低流量に関連する電力の一定量を回収するための設備を、一定数のダムに設置することにある。

ー2017年、マンシー（2017年12月1日に稼働開始予定。）およびラ・ヴィエージュ（2018年6月1日に稼働開始予定。）の施設において2セットのタービンが設置され、2015年および2016年に設置済みの3.8MWに、合計で0.7MWの発電力が追加増設された。

ー新プロジェクトにおいて調査が進行中であり、2020年までに段階的に稼働する。

- ・フランスにおける揚水水力発電所（STEP）の潜在力の強化。2013年6月17日付命令により、EDFはサヴォワ県のラ・コッシュのSTEPにおいて、240MWの新たなタービン発電機ユニットを建設する権限を付与された。2017年に建設が開始されたこのベルトンのユニットにより、既存の施設の容量は20%増加し、毎年追加で約100GWhを発電する予定である。
- ・特にエネルギー政策指針を定める2005年7月13日付法律により制定されるフランス・エネルギー法第L.511-6条において詳述されている既存の水力発電所の容量の増設の可能性の検証。この検証の目的は最先端の対応策の開発に貢献することである。

この規定は、委託契約に関する2017年1月29日付政令第2017-65号により2017年4月1日以降廃止された。該当する発電所の容量を増設するEDFの選択を保持するため、数件のプロジェクト（特にソサーズ・エルミロン、サレル、ヴィノン、サント・チュールIIのマノスクおよびペラ・ル・シャトーの施設）が、かかる日より前に提出された。

ラ・バティ発電所は、6基の発電ユニットの交換による余剰発電達成の過程にあり、増設される容量は50MWである。2017年末に、3基のユニットに係る工事が実施された。かかる工事には以下が含まれている。

- ・委託契約更新の一環として、既存設備のアップグレード（近代化、最適化された発電等）を採用する。これにより、中部ロマンシュの委託契約更新および2010年12月31日に公表された命令に従い、EDFは、6基の既存の小水力発電所の建設の代わりに、93MWの容量および既存の発電所よりも155GWh多い560GWhの発電容量を持つ新たな地下発電所（ロマンシュ・ガヴェ発電所）の建設工事を開始した。

- ・「小規模」水力発電所（容量12MW未満）の開発。目標の1つとして、以下による小規模水力発電所の開発が挙げられる。

ープロジェクトの開発のためのパートナーシップの構築

ーラ・プレティエール、アンビアレおよびブリッド・レ・バンにおける重要な改修プログラムが完了し、2017年に数か所の施設が運転再開したことによる、既存の発電所の発電容量の最適化および増設

ーごく小規模または小規模の水力発電所プロジェクトの建設および／または運営の入札に対する応札。SHEMAおよびÉlectricité de Strasbourgによって提案されたこれらのプロジェクトは、2016年4月26日に公表された3MWの設備容量を落札した。これらの発電所は2021年までに稼働を開始しなければならない。

ー3年間に及ぶ105MWの容量についての新規の入札がDGEにより公表された。EDFグループは、2018年1月に3つの申請を行った。落札者は2018年度上半期に発表される予定であり、4年から5年以内に施設の運転を開始しなければならない。

EDFはまた、地域的および地方の開発に対する支援を受けて、その事業体により追求される戦略の範囲を強化した。このアプローチは、「1地域に1つの川」開発プログラムを構築したこと示されており、このプログラムにより2017年末までにフランス中に7つの機関を開設した。

## （ロ） 新たな再生可能エネルギー

### （a） 風力発電

風力タービンは、発電機に接続された動翼を動かすために風の作用を利用する。風力発電には、以下のとおり様々な種類がある。

- ・陸上風力発電は、実績があり、また競争が激化している分野であり、特定の地域において、現在では、従来の分野に匹敵するまではいかないと、従来の分野と競合できる状態にまで近づいている。この分野は、様々な国において経済的奨励策の援助を受けているが、資金援助を受けずに開発が進められているプロジェクトが増えている（「第2 3（3）③電力市場の規制」を参照。）。世界的に設置されている陸上風力発電タービンは、平均的に2MW超の定格容量を有し、この値は着実に増えている。EDF Énergies Nouvellesは、当グループ内の風力発電の開発を担う子会社である。EDF Luminus、EdisonおよびEDF Energyの子会社も、稼働中の風力発電所を有している。
- ・洋上風力発電は、成熟度が低く、急成長している分野であり、現状、より多くの初期投資が要求され、陸上風力発電よりも送電網への接続に費用がかかり、また運営および維持管理は、より困難である。この分野の長所は、各風力タービンの定格容量がより多く（一般的に5MW超）、風がより確実であるため生産量がより高いことである。この分野は、発展途上にあることから、今後陸上風力発電との費用の差を削減できるだろう。EDFグループは、当グループの主要国の一部（フランスおよび英国を含む。）において、興味深い成長見通しを与える洋上風力発電への投資を増加させることを決定した。

### （b） 太陽光発電



太陽光発電の稼働原理は、太陽光を直接電力に変換することである。太陽光発電は、2つの方法で用いられる。それは、送電網に接続する方法かまたは隔絶した敷地において発電する方法である。送電網に接続された太陽光発電システムは、地上用の太陽光発電所ならびに建物用および住宅用の屋上設備の2つの市場において、安定した成長を見せた。

太陽光発電の費用は、近年著しく減少している。しかしながら、特に革新および産業プロセスの改良の分野においては改善の余地はまだかなり存在する。またEDFの研究開発部門は、CNRS（フランス国立科学研究センター）およびENSCP（パリ高等化学学校）と協同で設立したフランス太陽光発電研究開発機関（IRDEP）の支援の下、太陽光技術の研究をシャトゥーの施設において行っている。

#### （c） バイオマスおよびバイオガス

バイオマスに基づく技術では、主に、林業および農業からの特定の種類の廃棄物を燃やすことまたは木質燃料用の森を開発することにより、熱または電気を発生させている。

バイオ燃料は、様々な燃料源から発生する。植物性の物質（木材、農業廃棄物）または動物性の物質による燃焼発電所、バイオガス生成発電所（有機飼育の動物または植物性の物質の発酵から生成されるガス）および家庭ごみの焼却場の3つの異なるエネルギーの区分が存在する。

最後に、当グループは、フランス国内（特にその子会社であるDalkia（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）における株式保有を通じて）およびフランス国外の数十の暖房ネットワークおよび小規模の、主に木材を燃料とする発電所における持分を所有する。

#### （d） 地熱エネルギー

地殻中の岩石の温度は、深さとともに平均して100メートルごとに3℃上昇する。一部の地域では、地熱が温泉、水または蒸気の形で地表に到達する。温水は暖房の形で、住居のセントラル・ヒーティングまたは温室暖房に直接利用される。

地下から抽出された蒸気も発電に利用され、従来型の火力発電と同様に、タービンを駆動させる。また、蒸気から発電するための資源として、熱い乾燥した岩石を利用することもできる。EDFは、この種類のエネルギーを発展させるため、アルザスのソルツ周辺において高温で自然破砕した結晶岩体によるプロトタイプ地熱発電所の開発および操業を行う欧州のコンソーシアムの一員として、複数のパートナー（ESおよびドイツの電力会社を含む。）と提携している。

フランスは、海外領に所在する高温資源も有している。EDFグループは、主としてグアドループに所在するGéothermie Bouillanteの少数株主持分を通じて、この事業を行っている。

#### （e） その他の技術

再生可能エネルギーは、広範囲の部門および技術を網羅している。将来に備え、EDF Énergies Nouvellesは、EDFグループ内における有望な部門を特定する責任を負い、当グループの研究開発チームまたは産業パートナーの支援とともに新たな技術を創造することに貢献する。いわゆる集光型太陽熱発電（「第2 3（2）①（v）（ロ）（b）太陽光発電」を参照。）およびエネルギー貯蔵のほか、海洋エネルギーも当グループが深く探求している分野である。

2つの海洋エネルギーのプロジェクトは現在、以下のとおり開発中である。

- ・潮汐タービンは、海流エネルギーを利用した水中のタービンである。この技術は未だに開発段階にある。EDFは、ブルターニュのコート・ダルモール県のパンポル・ブレアにOpen Hydro (Naval Group) によって建設された潮汐タービンでの実験からいくつかの有益な教訓を得た。EDF Énergies Nouvellesは、Naval Groupと提携し、ノルマンディーのコタンタン半島沖に位置するラ・ブランシャールにおいて、より大きな容量の潮汐エネルギー地帯の「ノルマンディー水力発電」プロジェクトに取り組んでいる。
- ・浮体式洋上風力タービンについて、EDF Énergies Nouvellesが主導するプロヴァンス・グランド・ラージ・プロジェクトが、2015年8月にADEMEが始動したプロジェクトに関する「浮体式風力発電所」の入札を落札した。ポール・サン・ルイ・ドゥ・ローヌのナポレオン海岸沖17キロメートルに位置するこのプロジェクトは、3基の8MWのSiemens製タービンの建設を予定している。

#### （ハ） EDF Énergies Nouvelles

水力発電とは別に、EDFグループの再生可能エネルギー源への取組みは、EDFの完全子会社であるEDF Énergies Nouvelles (EDF EN) が主に行っている。EDF ENグループに属する企業は、2017年12月31日現在、合計3,482名の従業員を有している。

EDF ENは、とりわけ風力エネルギーおよび太陽光エネルギーならびに電力貯蔵の分野等の、EDFの再生可能エネルギー分野における成長の確保に必要な専門知識を有している。2017年末現在のプロジェクト・ポートフォリオは容量が22.4GWであり、このうち20.6GWは現在建設中である。EDF ENは、中でもその最大市場である北米および欧州における再生可能エネルギー発電の主要な企業の1つである。

EDF ENは、再生可能エネルギー源から発電を行っており、バリュー・チェーンのすべての段階に関与している。EDF ENは、プロジェクトの開発、発電所の建設およびこれらの運営および維持管理において、上流部分で業務を行っている。これらの各業務は、同社自身のために、または第三者のために、行われることがある。

また当グループは、プロジェクト開発業務の一環として、かかるインフラ資産に関心のある第三者に対して建設したプロジェクトの全部または一部の販売を行うストラクチャード・アセットの開発および売却事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。2017年にDSSAにおいて販売された純容量は255.2MWであった。

風力エネルギーおよび太陽光エネルギー（同社の純設備容量の約97.6%を占める。）の開発に重点を置いているEDF ENは、主に海洋エネルギーおよび電力貯蔵などのその他の再生可能エネルギー部門においても事業を行っている。最後に、EDF ENはまた、分散型の再生可能エネルギー部門（屋上太陽光発電）においても、住宅用顧客と企業用顧客を対象として、事業を行っている。

完全連結による連結資産からの収益の約85%は、長期契約またはその他の再生可能エネルギー支援メカニズムの恩恵を受けて、市場リスクには晒されていない。長期契約の平均残存期間は、約13年である（2018年の完全連結資産の見積りによる。）。EDF ENのすべてのセグメントおよび国々における完全連結資産の77%（MW単位）は、購入義務の契約の対象となっている。

歴史的に、EDF ENは、主に欧州ならびに北米（米国、カナダおよびメキシコ）の2つの地理上の各地域において事業を展開している。

また、2012年以降に当グループは、再生可能エネルギーにおいて大きな成長潜在力を有するブラジル、チリ、インド、中国、ペルシア湾岸諸国、イスラエルおよび南アフリカなどの新たな国々において地位を確立した。

EDF ENは引き続き成長しており、2017年には、アラブ首長国連邦およびエジプトへの参入など、新たな展望を探った。

2017年12月31日現在、EDF ENは、11,787.1MWの総設備容量（2017年）を有しており、うち純設備容量は7,819.1MWであり、現在建設中の総設備容量は1,875.6MWであった。

## 部門別および国別設備容量

| (単位：MW)                      | 2017年12月31日現在     |                   | 2016年12月31日現在     |                   |
|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                              | 総計 <sup>(1)</sup> | 正味 <sup>(2)</sup> | 総計 <sup>(1)</sup> | 正味 <sup>(2)</sup> |
| <b>風力</b>                    |                   |                   |                   |                   |
| 米国                           | 3,589.5           | 2,667.5           | 3,235.5           | 2,426.0           |
| フランス                         | 1,449.2           | 1,118.2           | 1,104.3           | 817.9             |
| 英国 <sup>(3)</sup>            | 731.8             | 262.5             | 656.4             | 241.5             |
| トルコ                          | 661.6             | 267.4             | 649.8             | 264.5             |
| ポルトガル                        | 534.7             | 199.1             | 534.7             | 186.7             |
| カナダ                          | 724.7             | 588.4             | 500.2             | 476.2             |
| メキシコ                         | 391.5             | 229.5             | 391.5             | 229.5             |
| イタリア                         | 424.2             | 290.1             | 384.4             | 264.9             |
| ベルギー <sup>(4)</sup>          | 325.2             | 26.9              | 325.2             | 26.9              |
| ギリシャ                         | 264.5             | 238.2             | 264.5             | 238.2             |
| 中国                           | 198.4             | 85.9              | 174.0             | 66.4              |
| 南アフリカ                        | 107.6             | 54.2              | 107.6             | 54.2              |
| モロッコ                         | 50.4              | 50.4              | -                 | -                 |
| ポーランド                        | 106.0             | 106.0             | 106.0             | 106.0             |
| インド                          | 164.0             | 82.0              | 52.0              | 26.0              |
| ブラジル                         | 66.0              | 66.0              | -                 | -                 |
| デンマーク                        | 6.0               | 6.0               | 6.0               | 6.0               |
| ドイツ                          | 151.3             | 149.3             | 3.0               | 3.0               |
| <b>風力合計<sup>(5)</sup></b>    | <b>9,946.4</b>    | <b>6,487.7</b>    | <b>8,495.1</b>    | <b>5,433.8</b>    |
| <b>太陽光</b>                   |                   |                   |                   |                   |
| フランス                         | 233.1             | 177.0             | 209.2             | 153.1             |
| 米国                           | 394.0             | 322.4             | 160.3             | 88.7              |
| 分散型エネルギー（フランス）               | 78.3              | 51.8              | 81.9              | 53.8              |
| イスラエル                        | 193.5             | 99.2              | 158.5             | 108.7             |
| インド                          | 207.0             | 81.3              | 120.0             | 60.0              |
| イタリア                         | 76.9              | 74.3              | 76.9              | 74.3              |
| スペイン                         | -                 | -                 | 57.4              | 46.9              |
| カナダ                          | 23.4              | 23.4              | 23.4              | 23.4              |
| ギリシャ                         | 12.1              | 12.1              | 12.1              | 12.1              |
| ブラジル                         | 283.6             | 226.9             | -                 | -                 |
| チリ                           | 146.0             | 73.0              | -                 | -                 |
| <b>太陽光合計<sup>(5)</sup></b>   | <b>1,647.9</b>    | <b>1,141.5</b>    | <b>899.7</b>      | <b>620.9</b>      |
| <b>その他部門</b>                 |                   |                   |                   |                   |
| 水力発電                         | 62.8              | 60.0              | 62.8              | 60.0              |
| バイオガス                        | 70.0              | 70.0              | 70.0              | 70.0              |
| バイオマス                        | 40.0              | 40.0              | 66.0              | 58.2              |
| 貯蔵                           | 20.0              | 20.0              | 20.0              | 20.0              |
| <b>その他部門合計<sup>(5)</sup></b> | <b>192.8</b>      | <b>190.0</b>      | <b>218.8</b>      | <b>208.2</b>      |
| <b>合計<sup>(5)</sup></b>      | <b>11,787.1</b>   | <b>7,819.1</b>    | <b>9,613.5</b>    | <b>6,262.9</b>    |

(1) 総設備容量：EDF ENが出資している設備の設備容量の合計。

(2) 純設備容量：EDF ENの持分に応じた設備容量。

(3) EDF ENは、EDF Energy Renewablesの50%を保有する（残りの50%は、EDF Energyにより保有されている。）。

(4) 洋上風力のみのMW。

(5) 小数点第1位に四捨五入された正確な値の合計に相当する。

2017年のEDF Énergies Nouvellesのすべてのセグメントおよび国々における完全連結の施設の発電量は、12,560GWhであった。2017年末における負荷率は、陸上風力発電において31%、太陽光発電において16%に達した。

## 風力発電

### 陸上風力発電

2017年にEDF ENは、新しい風力発電所の建設（2017年のプロジェクトでは188MW超）、自己の風力発電所の操業（総容量は390.3MW）および第三者を代理する風力発電所の操業（運営管理対象の容量は357MW）に焦点を当て、フランス、ドイツ、モロッコおよびイタリアで活発に事業を行っている陸上風力発電会社であるFuturenの過半数持分を取得することで、陸上風力発電の成長を続けた。

EDF ENの風力発電の総容量は1,409.8MW増加し、2017年末現在における陸上風力発電の総発電量は9,511.7MWとなった。

2017年には総容量1,018.6MWの陸上風力発電所が稼働し、建設中の陸上風力発電所は、2017年12月31日現在、合計で884.1MWの総容量を占めた。

## フランス

2017年、アルデシュ県の6つのコミューンに広がるオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地方において最も強力な風力発電所であるモンターニュ・アルドゥショワ風力発電所が稼働開始した。この発電所は設備容量が66.5MWであり、このうち57.5MWをEDF ENが所有している。

その他複数の風力発電所も当年度中に稼働開始し、主なものには4バレー3（16MW）、ベルフェ（20MW）、カルノワ（19.8MW）およびシャンパーニュ・ピカルド（72.6MW）がある。

複数の風力発電所が建設中であり、主なものにはエスピエ（18MW）、ギュヴィル（17.7MW）、レ・タイヤール（27.2MW）、克蘭リュ（18MW）およびモンターニュ・アルドゥショワの最後のユニット（7.1MW）がある。

EDF ENとバイオメタン生成ならびに太陽光および風力エネルギーの専門会社であるArkoliaは、フランスのオクシタニー地方（Arkoliaの拠点である。）において総容量84MWの2つの風力発電所の開発、建設および操業を行うためにパートナーシップを締結した。このパートナーシップの下、EDF ENとArkoliaは、いずれも開発が進んだ段階にあるアペロン県のオー・ドゥルドゥー風力発電所（57MW）およびロゼール県のクロワ・ド・ボール風力発電所（27MW）におけるIDEXの出資金のうち同等の持分を取得した。

一方でFuturenは、ムーズ県のドマンジュ・オー・オーのコミューンにおいてドマンジュ風力発電所（19.8MW）の建設を開始し、また取得時に建設中であった克蘭・ナシャン風力発電所（21MW）の建設を行った。

Futurenの風力発電容量が加わり、2017年12月31日現在のEDF ENのフランスにおける風力発電の総設備容量は1,449.2MWとなり、これに建設中の陸上風力発電所128.8MWが追加される。

## 英国

EDF Energy Renewables（EDF Energyとの50/50の割合のジョイント・ベンチャー）は、2017年末に628.3MWの風力発電の総容量（純容量190MW）で稼働した。

2017年、EDF Energy Renewablesは、ベック・バーン風力発電所（31.1MW）を稼働し、スコットランドのドレネル風力発電所（177MW）の建設を継続した。

さらに、EDF Energy Renewablesは、スコットランドで開発中の11の風力発電プロジェクトを取得し、その容量は600MWと見込まれる。

EDF Energy Renewablesはまた、ビッカー（10.4MW）およびフェンランズ（27.2MW）の風力発電所を所有している2つの子会社の80%を売却した。

## ドイツ

Futurenおよびその設備容量の取得により、2017年12月31日現在の当グループのドイツにおける風力発電の総設備容量は151.3MWに達した。

EDF ENはまた、エッコールシュテット風力発電所（34.5MW）のリパワリングを活発に行った。

## イタリア

Futurenおよびその設備容量の取得により、2017年12月31日現在の当グループのイタリアにおける風力発電の総設備容量は424.2MWに達した。

## ポルトガル

アラダ風力発電所（11.8MW）のフェーズ2の拡張が2017年に開始された。当グループは現在、ポルトガルにおいて、534.7MWの風力発電容量を運営している。

## トルコ

2017年、EDF ENは、サムルル3風力発電所（9.4MW）およびコズベイリ3風力発電所（2.4MW）の建設を開始した。現在、EDF ENは、トルコ国内において総設備容量661.6MWを有している。

## 南アフリカ

南アフリカでは、EDF ENは、政府による合計総設備容量107.6MWの入札の落札に成功し、3か所の風力発電所を運営している。

## 米国

当グループは、再生可能エネルギーの独立系発電事業者であり、EDF ENの完全子会社であるEDF Renewable Energy (EDF RE)を通じて、米国において事業を行っている。

2017年末現在、EDF REは、3,589.5MWの総設備容量（または2,667.5MWの純設備容量）の陸上風力エネルギーを有していた。

当年度中、EDF REは、レッド・パイン風力発電所（200MW）およびロック・フォールズ風力発電所（154MW）を稼働しており、ロック・フォールズ風力発電所の154MWのうち120MWについては、Kimberly Clark Corporationとの間で「仮想」電力供給契約を締結している。コペンハーゲン風力発電所（80MW）およびストーンレイ風力発電所（100MW）の建設も開始された。さらにEDF REは、Alphabetの子会社であるGoogleと、アイオワ州に建設予定のグラシエ・エッジ風力発電所により発電される設備容量200MWの供給についての契約を締結した。

グレート・ウェスタン風力発電所の50%の売却により、容量は112.5MWとなった。

## カナダ

2017年末、当グループのカナダにおける風力発電の総設備容量は、724.7MW（または588.4MWの純設備容量）であった。

ケベック州のセント・ローレンス川下流域に位置するニコラ・リウー風力発電所（224.5MW）は、2013年に入札を落札し、操業を開始した。この発電所はEDF EN Canada（50%）、バ・サン・ローラン地区地方自治体間エネルギー委員会（33%）（バ・サン・ローラン地区およびマリシート・ファースト・ネーション・オブ・ヴィジェの地方自治体に属する団体）およびガス・ペ・イル・ド・ラ・マドレーヌ地方自治体間エネルギー委員会（17%）により共同で保有されている。

## メキシコ

2017年末、当グループのメキシコにおける風力発電の総設備容量は、391.5MW（または229.5MWの純設備容量）であった。

## 中国

2017年、EDF ENの子会社であるUPC AWMは、康平IIおよびIIIの風力発電所（96MW）の建設を開始した。肥城1風力発電所の一部が稼働開始し（24.4MW）、残りの25.1MWは建設中である。

2017年末、当グループの中国における風力発電の総設備容量は、198.4MW（または85.9MWの純設備容量）であった。

## インド

2017年に、EDF ENおよびSITACにより折半出資されている風力エネルギーの専門会社であるSITAC Wind Management and Developmentは、グジャラートの3か所の風力発電所（G1.2シュカヴァラ（64MW）、G2パイパートーダ（26MW）およびG4レイパー（22MW））の稼働を開始し、これにより当グループの総設備容量は164MW（82MWの純設備容量）となった。

## ブラジル

2017年に、EDF EN Do Brasilは、パイア州のヴェントス・ド・パイアI風力発電所（66MW）を稼働した。

また、同社は、政府による予備入札の一環として2015年後半に落札された、20年間の116MWの長期電力供給契約に関して、ヴェントス・ド・パイアIIプロジェクトの建設を開始した。

## チリ

EDF EN Chileの初の風力発電所となる、カボ・レオネス1風力発電所が建設中であり、その総設備容量は115MWとなる予定である。

## モロッコ

EDF ENは、タザ風力発電所（150MW）の開発を継続している。

Futurenの取得により、当グループのモロッコにおける総設備容量は50.4MWに達した。

## 洋上風力発電

洋上風力発電は、今後数年間にわたり、EDF ENの成長の原動力となる見込みである。フランスにおいては、2012年にフランス政府により発行された入札につき、3つのプロジェクト（フェカン洋上風力発電所、サンナゼール洋上風力発電所およびカルヴァドス洋上風力発電所）を落札した。これらは全体で1,428MWの合計容量となり、その費用は約6十億ユーロである。これら3つの風力発電所に関連する許可はすべて付与された。しかしながら、これら3つの風力発電所それぞれについて異議が申し立てられ、投資決定における当初の計画日程が後ろ倒しにされている。2016年、カナダの発電会社であるEnbridge（Dong Energyに代わる会社）との間で、50対50の割合で共同支配する3つの風力発電所の開発、建設および運営に関するパートナーシップが締結された。2017年、EDF ENはこれら3つの風力発電所の開発を継続した。

英国では、2017年にEDF ENが英国北東部において試験的なブリス洋上風力発電所（41.5MW）を稼働した。この革新的なプロジェクトは、8.3MWのMHI Vestasのタービン（洋上風力発電所において使用されるものの中では最も強力なタービンの1つである。）、「フロート・アンド・サブマージ」の重力式基盤および66kVの水中相互接続ケーブルといった新たな洋上風力発電所の手法および技術について検査し、これを初めて利用する機会となった。

## 太陽光発電

EDF ENは、2番目の成長分野である太陽光発電における成長を追求している。2017年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2016年末の純設備容量から520.6MWp（約85%）増加して、1,647.9MWp（純設備容量は1,141.5MWp）となった。EDF ENは、総設備容量712.4MWpの建設中の太陽光発電プロジェクトのポートフォリオも有している。

## フランス

2017年に、EDF ENは、プロヴァンス＝アルプ＝コートダジュール地域圏のフォス・シュル・メールの港湾工業団地においてArcelorMittalにより所有される土地に建設されたフォセット太陽光発電所（12MWp）を稼働した。

EDF ENはまた、フィユー太陽光発電所（11.9MWp）を稼働した。

2017年末に、当グループは、フランス国内外の再生可能資源の開発の一環として、2020年から2035年の間にフランスにおいて30GWpの太陽光発電所の開発および建設を行うソーラー・プランに着手した。

## スペイン

2017年における純容量が合計46.9MWの太陽光発電所および純容量が18.2MWのルセナのバイオマス発電所の売却の後、当グループはスペインにおいて太陽光発電の設備容量を有していない。

## 北米（米国およびカナダ）

2017年に、EDF REはピカーン太陽光発電所（111.3MWp）およびグテンバーグ太陽光発電所（118.8MWp）の建設を開始した。

同社はまた、カリフォルニア州においてスイッチ太陽光発電所（234MWp）を稼働した。

さらに、カリフォルニア州南部のデザート・ハーヴェスト太陽光発電所（150MWac）に関して、Marin Clean Energy（MCE）との間で電力購入契約（PPA）が締結された。

北米において、当グループは、合計417.4MWpの太陽光発電の総設備容量を有している。

## インド

2017年、インドにおける太陽光発電事業を運営するためにEDF Énergies NouvellesおよびEREN Renewable Energyによって2016年に設立された共同子会社であるEDENは、併せて87MWpの容量となる3つの太陽光発電所（ウッタラーカンド州においてユニット容量が36MWpのUTT 1 およびUTT 2 ならびにマディヤ・プラデーシュにおいて容量が15MWpのセムリ・アヴェンジャーズ）の稼働を開始し、これによりEDF ENのインドにおける太陽光発電による総稼働容量は207MWpとなった。

## イスラエル

EDN EN Israelは、6つの太陽光発電所、すなわちマシャベイ・サデー（60MWp）、メルファジム2（13MWp）、ペデュイム（13MWp）、クファル・マイモン（6.5MWp）、ビッチャ（6.5MWp）およびゲッフェン（6MWp）の各太陽光発電所の建設を開始した。同社はまた、アシャリム太陽光発電所（35MWp）の稼働を開始した。また、EDN EN Israelは、ミズベ・ラモン、モロトおよびケチュラの太陽光発電所（総容量27MW）における少数株主持分を売却した。当グループは、現在イスラエルにおいて193.5MWpの太陽光発電の総設備容量を有している。

## チリ

2017年、EDF EN Chileは、アタカマ砂漠の146MWpの容量を有するボレロ（ラベリント）太陽光発電所を稼働した。また、EDFグループは、チリ首都の北部にあるサンティアゴ太陽光発電所（115MWp）の建設を継続した。

## ブラジル

EDF Énergies Nouvellesは、ブラジル南東部に位置するピラポラ I プロジェクト（191MWp）の80%を太陽光発電パネルの開発・製造業者であるCanadian Solar Inc.から取得し、ブラジルにおける太陽光エネルギーに投資した。

2017年に、EDF EN do Brasilは、Canadian Solar Incからピラポラ II（114.9MWp）およびピラポラ III（92.6MWp）の太陽光発電所の80%を取得することにより、ブラジルにおける基盤を拡大した。Canadian Solar Incは残りの20%の持分を保持し、その地元の工場において太陽光モジュールの製造を行う予定である。これら3つの発電所は、同じ地域に位置しており、その総容量は約400MWpと、南米において最も強力な太陽光施設となるであろう。ピラポラ太陽光発電総合施設の半分超が、2017年に稼働開始した（283.6MWp）。ピラポラ II は建設中である。

## メキシコ

当グループは、2016年にメキシコにおいて、国による入札の一環として111MWpの容量を有するブルーメックスプロジェクトを落札し、太陽光発電市場に参入した。ソノラ州において建設予定の発電所は、2017年に建設が開始され、両面の太陽光発電セルにより構成され、当該発電所から発電される電力は、15年間固定料金で販売される予定である。

## アラブ首長国連邦（ドバイ）

2017年に、EDF ENは、ドバイ電気水道局（DEWA）と協同でドバイにおける800MWac（1GWp超）のムハンマド・ビン・ラーシド・アール・マクトゥーム・ソーラーパークの第3期を展開するMasdar率いるコンソーシアムに参加した。

16平方キロメートルにわたるこの発電所は、この種の発電所としては世界最大の太陽光発電所となり、年間で約2.5百万MWhを発電する。同発電所は、3段階に分けて稼働開始し、現在はステージA（266MWp）が建設中である。このプロジェクトは、7つの機関およびイスラム金融を含む高度なピークルを通じて資金調達されている。

## エジプト

EDF ENは、100MWacの総設備容量を有する2つの太陽光発電所の開発、建設および操業を行うために、Elsewedy Electricと提携してエジプト市場に参入した。エジプト南部に位置する2つの発電所は、ベンバン太陽光総合施設（1.8GWac）の一部を形成し、これに関してEgyptian Electricity Transmission Company（EETC）との25年間の電力購入契約（PPA）が締結されている。

## 運営および維持管理

総合事業者として、EDF ENは、自社の大部分の風力および太陽光施設の維持管理を行っている。まずはEDFグループの資産を中心に行われたこの業務は、大幅に成長しており、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF ENは、2017年12月末現在、11か国にわたって1,300人近くの専門家、エンジニアおよび技術者を擁して14GWを稼働しており、運営および維持管理業務は2020年までに約30%成長する見通しである。EDF ENは、北米における維持管理分野で長年にわたり活発に事業を行っており、北米では10GW近くを管理している。同社は欧州およびその他の国々においても成長し（例えばチリでの操業開始）、その総容量は2017年末で4GW超となっている。

この業務の成長は、新たな発電所の稼働ならびに技術および地域に応じて臨機応変にどの施設を操業するかという選択によってもたらされる。予想されるまたは延長された設備の耐用年数を通じて、製造業者との協力によりすべての施設において最大限の効率を達成することが目標とされている。

したがって、EDF ENは最近、予測維持管理監視センター（電子診断センター）を設立し、EDFグループの研究開発部門との連携で、集約化された特定の社内の専門知識を活用している。これは、コロンビエール（フランス）、エムデン（ドイツ）およびサンディエゴ（カリフォルニア州）の3つのリアルタイム監視センターからなる施設の遠隔監視および制御システムを補完するものである。

2017年に、EDF ENは、ドイツの子会社であるREETECを通じて、洋上風力発電所の運営および維持管理に特化したドイツの会社であるOff-Shore Wind Solutions GmbH（OWS）を取得した。OWSは、北海のドイツ海岸沖95kmにあるBARD洋上1風力発電所（400MW）の運営および維持管理を行っている。この取得により、この施設の所有者であるOcean Breeze Energyとの間での10年間の維持管理契約が更新された。

EDF ENは、2017年にイタリア、ポーランド、ベルギー、ドイツおよびフランスに複数の欧州維持管理センターを設置した。これらの運営・維持管理ユニットは、より迅速な応答時間と操作性能を保証するために、技術チームを風力発電所または太陽光発電所のできるだけ近くに配置するように設計されている。

## 分散型エネルギー

EDF Énergies Nouvelles Réparties（EDF ENR）は、EDF ENに完全保有されている。EDF ENRは今や、屋上設備の設計、建設、運営および維持管理を行う分散型太陽光発電の総合業者である。完全子会社であるEDF ENR Solaireは、住宅用顧客および企業用顧客ならびに地方自治体に向けて、フランスにおいて太陽光発電に関するソリューションを販売し、実施している。

住宅用顧客を対象とした自家消費型の「*Mon soleil et moi*」のサービスを受け入れてから1年後、EDF ENR Solaireは2017年に、自家発電および自家消費を希望する共同所有者、社会住宅供給者およびすべての共同住宅の運営者を対象とした「*Notre soleil et nous*」のサービスを開始した。

さらに、EDF ENRは、上流部門においても事業を行っている。同社は、住宅設備から地上太陽光発電所に至るまで様々な用途がある結晶シリコン技術を利用した太陽光モジュールの設計および製造を行うEDF ENR PWT（Photowatt）を100%所有している。2018年初頭に、Photowattは、一方では新たな産業モデルに、また他方では応用研究開発に基づく開発プロジェクトを公表した。新たな産業モデルには、ハイテクなシリコン製のインゴットおよびウエハーの低炭素製品に特化したPhotowatt Crystal Advancedという名称の新たな会社の設立が含まれている。この会社は、Photowattがその60%を、太陽光パネルの世界有数の製造業者であるCanadian Solar Incがその30%を、またグルノーブルを拠点とするフランスの会社であり、INES（フランス国立太陽エネルギー研究所）と革新的なシリコン結晶化技術を開発したECM Greentechがその10%を保有することとなる。この新たな会社の発電容量は、フランスのオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地方におけるブルゴワン＝ジャイユー（県番号：38）のPhotowattの既存の施設の現在の容量50MWpに対して、1年間で徐々に500MWp超まで達する見込みである。この共同プロジェクトと並行して、Photowattは、太陽光電池と太陽光モジュールの分野において新たなテクノロジーの誕生を促し、産業化する前の状態でその試験を行う目的で、EDFグループの研究開発部門およびINESまたはイル・ド・フランス地域の太陽光研究所といった太陽光エネルギー研究センターと合同で、Photowatt Labと改称されたその研究開発活動に専念することになる。

## 貯蔵部門



EDF ENRは、当グループの完全所有子会社であるEDF Store & Forecastの支配株主である。EDF Store & Forecastは2014年3月に設立され、再生可能エネルギー発電および貯蓄の自動制御の予測、計画および最適化に関するソフトウェア・ソリューションを販売している。

再生可能エネルギー発電が力強く成長し、大規模な電気設備が閉鎖されたことを背景として、蓄電池技術が国営電力網における発電の円滑な運営を助けている。貯蔵システムは、変動に迅速に対応するために、電力網上で稼働することができる。このような状況下で、EDF ENは、子会社を通じて米国、英国およびフランスにおいて革新的な貯蔵システムを開発している。

2015年、EDF ENは、北米子会社のEDF REがエネルギー蓄電池と監視ソフトウェアの組合せからなる革新的な貯蔵システムを開始したことを発表した。マクヘンリー発電所は、約20MWの容量（動的容量40MW）を供給し、現地の送電網の周波数を安定させるためのエネルギー貯蔵量の監視を支援する。

2017年、EDF ENは、英国のノッティンガムシャーに位置するウェスト・バートンにおいて、2016年に入札を落札した49MWの容量の蓄電池による貯蔵システムの建設を開始した。この施設は、国全体で展開される合計容量200MWの周波数管理システムの一部となる予定である。これは、国営電力網の安定性の向上を目的とするものである。

最後に、仏領ギアナにおいて2015年より稼働している蓄電池による貯蔵システムが備わったトゥーカン太陽光発電所（5MWp）に加えて、相互接続されていない地区に位置し、蓄電池による貯蔵システムを備えた100kWp超の容量を有する太陽光発電施設の建設および操業に関するCREの第二次入札において、2017年にトゥーカン2太陽光発電所（5MWp）の企画案が選ばれた。

10万を超える太陽光モジュールを誇る、建設予定のトゥーカン2発電所は、EDF Store & ForecastとEDF ENにより開発された電子設備遠隔制御システムを特徴とするものとなる。

## ② 販売および供給事業

### (i) フランス市場について

#### (イ) 需要

2017事業年度におけるフランス（コルシカを含む。）の国内電力消費は、2016年と比較して0.3%減少し、482TWh（出典：RTEが公表した2017年電力報告書。）となった。気候の影響の調整後は横ばいであった。

#### (ロ) 競争

2007年7月1日以降、フランスの電力およびガス市場は完全に開放されており、各顧客は、エネルギー供給業者を選択することができる。顧客は、いつでも事前の通知を行うことなく、自ら選択した供給業者からの市場価格での提供を自由に選択することができる。

フランス市場における電力供給業者のうち、EDFの主な競合企業は、Engie、E.ON（Uniper、SNET）、EnelおよびDirect Énergieである。ガス市場ならびに企業および地方自治体の顧客セグメントにおけるその他の主要なガス供給業者は、Tegaz、ENI、Gaz Natural、Gazprom、E.ON（Uniper、SNET）およびAntargazである。最後に、ガス市場および住宅用顧客セグメントにおいても、Engie、Direct ÉnergieおよびENIが供給を行っている。

2017年9月30日時点において、CREによると（出典：エネルギー規制委員会（CRE）（2017年9月30日時点のデータ。））、その他の供給業者（従来の供給業者を除く。）の敷地の面での電力市場シェアは、住宅用顧客市場について16.8%であり、非住宅用顧客市場については19.7%であり、敷地数の面でのガス市場シェアは、それぞれ25.3%および40.5%であった。

2010年NOME法により、電力およびガスの供給に関する特定の規則が定められた。かかる法律の主要な規定は、現在はエネルギー法において成文化されており、以下のとおりである。

- ・規制電力料金およびガス料金は、「第2 3（2）②（i）（ハ）規制電力販売料金契約」記載の電力に関する状況により、一部従前のままとなっている。
- ・既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）は、EDFと競合する電力供給業者および送配電網事業者に利益をもたらすために導入された。（「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）」を参照。）。

2017年においてEDFの代替電力供給業者は、それぞれ顧客に供給を行うために、約82TWhについて自社の発電容量ならびに電力卸売市場およびARENHを利用することができる。2017年11月の申込手続では、代替供給業者により、2018年に関して94.6TWhが購入された。

#### (ハ) 規制電力販売料金契約

##### 電気の規制料金に対する権利

2010年のNOME法の導入以来、顧客カテゴリー別の電力に関する状況は下記のとおりである。

- ・その敷地の電力に関し、36kVA以下の契約に加入している住宅用および非住宅用最終顧客：これらの顧客は規制販売料金の恩恵を得る。かかる顧客は、自由に規制料金および市場価格を交互に切り替えることができる。
- ・その敷地の電力に関し、36kVA超の契約に加入している住宅用および非住宅用最終顧客：2016年1月1日以降、これらの敷地について、2015年12月31日に廃止された規制販売料金の契約に加入することはできない。
- ・本国の電力網につながっていない地域に所在する敷地の住宅用および非住宅用最終顧客：これらの顧客は規制販売料金を利用することができる。
- ・2018年1月1日に、2005年1月1日以降課されている基本必須料金が、アルデシュ、アペロン、コート・ダルモールおよびパ・ド・カレーにおいて2016年および2017年に行われた試験の後に導入されたエネルギー小切手に置き換えられた。

## 電気の規制料金の設定方法の変更

2015年12月8日以降、フランス・エネルギー法のL.337-4条およびL.337-13条（NOME法）に従い、CREは、経済およびエネルギー担当省に対して、正当な電気の規制販売料金案を通知する責任を負っている。3か月の期限内に異議が申し立てられなかった場合、かかる料金案は承認されたものとみなされる。

2017年の夏（6月から8月）に、料金システムの変更が、住宅顧客向けおよび非住宅顧客向けの規制された「青色料金」の1.7%の引上げ（税抜き）という形で行われた。この引上げは、2017年7月6日付のCREの決議を追認する2017年7月27日付の決定（2017年7月28日付政令において公布）を受けて、2017年8月1日より有効となった。さらに、2018年2月1日にも料金の引上げが行われ、住宅顧客向け「青色」料金は0.7%、非住宅顧客向け「青色」料金は+1.6%引き上げられた。

## （二）電力供給契約

フランスでは、顧客は規制販売料金を事前の通知なくいつでも自由に停止することができ、別の供給業者により提案された料金に切り替えることができる。

送電網に直接接続する顧客で、別々の供給および配電契約を締結しなければならない顧客を除き、すべての顧客は、選択した供給業者と、その電力供給および送電に関して単一の契約を結ぶことができる。

## パリの控訴院による判決（ガス）および国務院による決定（電力）

パリの控訴院は、2016年6月2日付判決において、GRDFという会社（ガス配給事業者）に対して、ガスの「供給業者により提供される業務の管理費用の少なくとも一部を負担」するよう命じた。また、控訴院は、GRDFに対して、原告会社であるDirect ÉnergieおよびENIに対する「公共配給網事業者（GRD）により回避された費用に関する公正かつ相応の割合の報酬」の支払いを定める、配給網の利用に関する契約（CAD）の改定契約を締結するよう命じた。さらに、控訴院は、GRDFに対して、CADの締結日（2005年6月21日）以降に発生した報酬につきDirect Énergieへ遡及的に支払うよう命じた。

EDFは、かかる判決に基づき、かつ無差別原則に則り、GRDFに対して、CADの締結以降に同ガス配給網事業者に代わって提供した業務に係る報酬を請求した。

かかるガスに関する判決に続き、電気部門においては、2016年7月13日、国務院が、非対称規制制度を取り入れた単一の合同契約に基づく顧客管理に関するCREの2012年7月26日付決定を撤回するよう求めたEngieによる申立てを棄却する、CREの2014年12月10日付決定を取り消した。

国務院は、電力配電網事業者またはガス配給網事業者に代わって行われる顧客管理業務の対価として供給業者に支払われる報酬は、法的に移行可能ではなく、また一定の供給業者に限定されると考えた。

2016年12月23日に、Engieは、単一の契約を締結している顧客に係る管理費用として供給業者に支払われる報酬に関して、Enedisに対する訴訟をパリ商業裁判所に提起した。

2016年末に単一の契約に基づく顧客に対して供給業者がGRDに代わり提供した顧客管理業務に関する費用の評価を行うため、外部調査を開始した後、CREは2017年1月12日に、単一の契約に基づく顧客の管理に関する2012年7月26日付および2016年5月3日付の決定ならびにかかる調査に関する最終報告を撤回する決定を発表した。2017年度上半期に開催された協議の後、CREは、供給業者手数料およびTURPEにより負担された関連費用についての条件を定める2017年10月26日付の一連の最終決定を発表した。この決定は、単一の契約を販売するすべての供給業者のための平等な資金拠出の原則を確認するものである。規制料金の上に、配電時で約2ユーロ少ない資金拠出というわずかな差額が生じており、これについては5年間をかけて徐々になくしていく予定である。

CREは、その決定において2017年1月1日以前に生じたこれまでの顧客管理費用の補償について、その上限をTURPE料金に含むことのできる金額までとした。

炭化水素、エネルギーおよび環境に関する2017年12月30日付法律2017-1839号は、フランス・エネルギー法を改正するものであり、この改正により、配電網事業者およびガス・電力供給業者の間の電力網使用契約は、電力網事業者に代わり供給業者に顧客管理費用を負担させることまたはこの法律が施行される前に提供されたサービスに関して供給業者が負担した費用の全部

もしくは一部につきかかる供給業者に支払わせることについて、これらの契約に争いがある限り、かかる契約が（確定力のある判決に従い）有効とされる。これは、過去に提供された顧客管理サービスについて供給業者が電力網事業者から報酬を得ることのないように意図されたものである。

「第6 3（2）②EDFの子会社および持分に関する法的手続」を参照。

## （ii）顧客部門

フランス（海外県およびコルシカ島を除く。）におけるEDFの販売および供給活動は、顧客部門により運営管理されている。

## （イ）供給の概要および供給戦略

EDFは、フランスにおいて、エネルギーおよびサービスを約25.4百万の顧客口座（海外県およびコルシカ島を除く。）、すなわち約30.9百万の敷地に対して市場で販売している。

電力市場において、EDFの電力販売量は2017年に約310TWhとなり、市場シェアは68%となった。

EDFはすべての種類の顧客にガスを供給している。2017年、EDFは1.4百万超の顧客へ30.1TWhのガスを販売し（2016年は27.7TWh）、市場シェアは6.1%であった。2017年末現在、EDFは、1.3百万超の住宅用顧客へガスを供給した（これに対し、2016年末現在では、1.2百万の顧客へガスを供給した。）。

電力供給およびガス供給に加え、EDFは、エネルギー効率の優れた商品を提供すること、中でもCREが定期的に実施する自家消費に係る公開買付けに申込みを行うことを通じて、顧客のニーズに対応している。さらに、EDFは、顧客の期待に応えるため、また進行中のデジタル革命における顧客支援のため、自社の商品および顧客窓口のデジタル化に引き続き取り組んでいる。これらの取組みは、当グループのイノベーション・アクセラレータであり、内部エコシステムおよび外部パートナーのネットワークを駆使してイニシアチブの支援を行うEDF Pulse Studioを通じて行われている。また、EDFは、人工知能などの革新的アプリケーションに特化したスマート・ラボを備えている。

当グループは、エネルギー革新および顧客サービスにおいて引き続き先駆的な役割を担う。また、当グループは、住宅用顧客に関して、経済的および社会的な誓約の中に「家庭における持続的な快適性」を組み込む方針である。

例えば、住宅用顧客は、「eバランス（*e.quilibre*）」に申し込み、エネルギー消費量削減に関して支援を受けることができる。

エネルギーの販売を接続ステーションと連携している唯一のフランス企業である当グループの子会社のSoweeが提供する商品によって、住宅用顧客向けオプションの幅が広がった。当グループは、企業用顧客および地方自治体の顧客に対して、エネルギー利用の管理に係る遠隔モニタリングおよび消費分析に関連するサービスの幅を拡大し続けている。

2006年に導入された省エネ証書（CEE）制度は、とりわけエネルギー効率に関する2012年10月25日付指令により定められた目標の達成に寄与するべく、2015年1月1日に変更され、第3期（2015年－2017年）の国民の義務は第2期の2倍の700TWhに設定された。2017年に、このシステムを強化し、2018年から2020年における国民の省エネ目標を約1,600TWh（このうち400TWhはエネルギー貧困世帯に寄与するものである。）とすることが決定された。

また、EDFは周知された持続可能な地域における行動により、エネルギー送電における主要事業者としての地位を確立している。EDFは、将来的なスマート電力システムの促進にも取り組んでいるほか、主要事業者、地方自治体、設備製造業者、遠隔通信事業者、様々な地域における事業者および研究者とともに、革新的な電力ソリューションのデモ用モデルの設計および運営に参加し、サービスの試験を行っている。

EDFグループは、エネルギー移行地域の規範となるパートナーとなり、地域における再生可能エネルギー発電に関するエネルギー効率化プロジェクトおよび地域緑化開発プロジェクトにおいて、かかる地域に寄り添いたいと考えている。また、EDFグループは、子会社のSodetrelを通じて、電気モビリティの開発にも取り組んでいる。

## （ロ）顧客の種類別の業務

### （a）住宅用顧客

2017年12月末現在、EDFは、フランスにおいて25.6百万の住宅用電気施設および1.3百万超のガス顧客を有していた。2017事業年度において、電力販売量は合計127.7TWh、天然ガスの販売量は合計13TWhであった。

EDFは、顧客にとっての家庭における持続的な快適性のためのパートナーとなるため、革新を進めている。この位置付けは、EDFにおける、快適性および省エネに関する顧客支援の重要性を反映したものである。EDFへの問合せ後、問合せの方法または理由を問わず、10人中9人近くの顧客が対応に満足している。継続的な革新に支えられる顧客サービスは、デジタルと人との両方で提供されている。現在、約13.5百万の顧客窓口が稼働しており、フランスに拠点を置く約5,000人のアドバイザーが在籍している。

## エネルギーの提供

EDFは、規制販売料金によって電力を提供している。また、EDFは、再生可能な「グリーン電力」の新たな一連の商品である *Vert Electrique* を立ち上げ、当該商品は新たな電力の利用に対応した。2017年10月16日以降、*Vert Electrique*（再生可能なエネルギー源から生成された高品質な電力）および *Vert Electrique Week-end*（平日の消費を週末へ変換することによる省エネ）と呼ばれる2つの商品が提供されている。商品群にはその他の革新的な商品が追加される予定である。

また、EDFは、1.3百万の顧客に対し、天然ガスを市場売出しの一環として提供している。4年の期間について1キロワット時当たりの固定価格（税抜き）が設定され、ガスの規制販売料金に応じて割引（4年間で最大7%）となる可能性がある *Avantage Gaz* のほか、2017年には新たに2つの商品の販売が開始された。*Avantage Gaz Durable* は、*Avantage Gaz* のすべての利点を享受していることに加え、ガスの消費に係る炭素排出を（推定年間消費量に基づき）相殺し、フランスにおけるバイオガス・リサーチ・プログラムを支援している。*Avantage Gaz Connecte* によって、顧客は暖房を遠隔管理することができ、接続されたサーモスタットを購入することで顧客の快適性が高まる。

## 機能性およびサービス

2017年、EDFはAXAと提携し、外部電力およびガス施設（電力およびガスのオプション）、電力、ガスおよび水力施設ならびに配管／錠前トラブル（住宅オプション）ならびに設備（設備オプション）に対応する3つの迅速な修理オプションの提供を通じて支援サービスの範囲を拡大した。EDFはまた、AXAと提携し、顧客の支払困難時（失業、就業不能、入院、傷病または死亡時）に定額の払戻しを受けることによりエネルギー料金の支払いを可能にするエネルギー保険（*Assurénergie*）を提供している。

2017年、顧客口座を有しているかまたは「*EDF & Moi*」アプリケーションをダウンロードしたすべての顧客に向けたデジタル・ソリューションである「eバランス（*e.quilibre*）」は、エネルギー消費についてより深く理解し、管理するための新たな機能とともに改善された。

2017年3月1日以降、Linkyメーターを設置している顧客は「*Le Fil d'Actu*（ニュースフロー）」を通じて顧客個人のエネルギー消費に関するニュースを毎日入手できるようになった。かかるニュースには、顧客の実際のTWhおよびユーロの単位での消費量、省エネに向けて適用された取組みまたは類似の家庭との比較などが挙げられる。顧客は今後、消費目標をユーロ表示で設定することができ、目標を超過した場合は警告される。最後に、顧客は、（既に入手可能な）月別データおよびユーロで表示された日次の電力消費量をグラフの形で追跡することができる。顧客がこのサービスを受けるためには、顧客のデータに対するアクセス権を与えることに同意する必要がある。

2017年、住宅用顧客用のウェブサイトおよび*EDF & Moi*アプリケーションに145百万を超えるアクセスがあった。*EDF & Moi*アプリケーションは、およそ5百万回ダウンロードされた。

EDFは、これらの個別のデジタル・ツールのほか、自社のウェブサイト（*edf.fr*）において省エネに関する助言を提供し、住宅用顧客の家庭のエネルギー使用を改善させることを目的とした「EDF住宅ソリューション・パートナー」のネットワークを運営している。顧客はまた、家庭のエネルギー使用の改善について、EDFの財務パートナーであるDomofinanceによるローンに関するソリューションにアクセスすることができる。

オンライン・プラットフォームのElectriscareは、インターネットユーザーが、電力消費を最小限に抑える家庭用器具を選択する助けを行う。

最後に、EDFは、顧客および新規企業の共同開発を目的としたデジタル共同プラットフォームである、EDF Pulse&Youとともにオープンな革新に投資している。2016年3月の導入より6,000人のインターネットユーザーが、新商品の試験を通じた革新的なプロジェクトの開発に参加している。

## 省エネ証書（CEE）の獲得

住宅用顧客に関し、主に「EDF住宅ソリューション・パートナー」のネットワークに基づく住宅のエネルギー改善によってCEEが発行された（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。住宅のエネルギー効率化を達成したすべての住宅用顧客は、*www.prime-energie.edf.fr* にアクセスし、必要な情報および書類を提出することで、EDFより現金が支給される特典を受けることができる。これはパートナーシップに加えて、EDFが発行する初のダイレクト・モデルのCEEを補足するものである。

## 連帯政策

連帯は、EDFの本質的価値観であり、およそ30年間もの間、経済的に困難な状況にある顧客に焦点を当てた方針を追求してきた。

## （b） 企業用顧客

EDF EntreprisesおよびEDF Collectivitésは、併せて1.6百万の顧客を有している。2017年には、規制販売料金または市場価格での電力販売量は172.7TWh、天然ガスの販売量は17.1TWhに達した。

## EDFおよび企業用顧客

EDF Entreprisesは、特に電力請求額の削減およびエネルギー移行への参加を手助けすることによって、企業用顧客のエネルギー・パフォーマンスに貢献している。この活動は、特にエネルギー・サービスの開発に重点を置くEDFグループの戦略の中核である。

## EDF Entreprisesの商品

EDF Entreprisesは、企業用顧客に対して、競争力のある、オーダーメイドの電気・ガスの供給サービスを提供している。これらのサービスは、顧客の要望と消費パターンに応じて変化する。

EDF Entreprisesが提供する電力サービスでは、簡潔な契約手続を通じて、中小および零細の企業用顧客がエネルギー供給の最適化を行うことができる。消費量が増加した顧客は、予算の見通しを立てる必要性に応じて、提供価格における契約期間を選択することができる。最後に、EDF Entreprisesは、最も消費量の多い顧客に対して、その消費の構成に適したソリューションを提供することが可能である。EDF Entreprisesはまた、企業用顧客に対して、顧客が将来的な計画を立てられるよう、3年間の保証価格を設定している。

EDF Entreprisesは、消費量の多い顧客に対してピーク時およびオフ・ピーク時、さらには夏と冬とで異なる価格を設定し、顧客がこれらの時期に発電費用に応じて消費量を最適化できるよう、商品の仕組みを通じて支援している。

EDF Entreprisesは、すべての顧客に対して、自社の全商品にわたり再生可能エネルギー源による電力によって消費量を賄うことを選択できるようにしている。中小規模の企業用顧客に対しては、消費量の100%が再生可能エネルギー源による電力で賄われることを保証することにより、当該企業用顧客の貢献について当該企業用顧客自身の顧客への情報開示を容易にする、再生可能エネルギー契約という個別サービスも提供している。さらに、EDFは、1メガワット時の請求ごとに、再生可能エネルギー研究のプロジェクトまたは新規の再生可能エネルギー発電ユニットの開発に対して1ユーロを出資する。より大規模な顧客に対しては、保証された供給源から賄う消費量の割合を顧客自身が20%から100%の間で決定できるオプションを提供している。

EDF Entreprisesは、オンラインでの消費モニタリング、電子請求、サポートおよびトラブルシューティング、特にエネルギー管理システムの利用を希望する顧客に対するアドバイス（契約中の電力の最適化、エネルギー費用の効率化および削減等）等、中小企業であるか大規模の企業用顧客であるかを問わず、すべての電気およびガス顧客に向けた様々な種類の商品を提供している。

常に顧客の様々な要望に可能な限り近づくために、EDFは大規模顧客に特化したサービス（オーダーメイドの電気およびガス供給サービスならびに負荷削減が可能な顧客に対する報奨金支払サービスのみならず、顧客のエネルギー消費量および二酸化炭素排出量の管理ならびに国内割当計画に基づく企業の二酸化炭素取引を支援するサービス（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。））を提供している。

最後に、EDF Entreprisesは、顧客のエネルギー移行を支援するため、意識向上キャンペーンによる環境保護行動の促進にも携わっている。さらに、EDF Entreprisesは、顧客が省エネ可能な量をより良く把握できるようにエネルギー監査を行っている。EDF Entreprisesにより認定されたチームが、顧客のエネルギー管理システム（ISO 50001）の実施を支援している。

## 顧客満足

EDF Entreprisesは、顧客満足を優先しており、顧客と接触するたびに需要の充足度、要望のモニタリング、ならびに提供された情報およびアドバイスに耳を傾け、調査を行っている。2017年には、平均して全顧客の88.7%が「とても満足」および「かなり満足」と回答し、前年度から約10ポイント上昇した。

## EDFならびに地方自治体、社会住宅家主、地方配電会社（LDC）および公共サービス事業者

EDFは、地方改革およびエネルギー移行を背景として、分権的意思決定を有する地方自治体および公的機関（病院、大学および主要な大学院、商工会議所、CROUS学生サービスセンター、港および空港）に対してカスタマイズされた解決策を提供している。

EDFグループは顧客に対し、5つの分野において以下の事業を行っている。

### ・市場における競合事業者として

—エネルギー問題（入札の要請に記載された需要に適応した提供とソリューションの提案）へ対応した、市場価格での電力およびガスの供給

- －地方気候プラン、地域緑化、地域発電、街路照明、電気モビリティ、建物のエネルギー効率等のエネルギー移行に関するサービスの開発
  - ・公共サービスの使命に関して
    - －規制販売料金での電力の供給に係る委託契約の締結
    - －規制販売料金での電力の供給
    - －エネルギー貧困との闘い
- 2017年において、EDF Collectivitésの全顧客のうち92%は「とても満足」または「かなり満足」と回答し、前年度と比較して5ポイント上昇した。

## 地方自治体とのエネルギー消費管理

各地域でのエネルギー移行の実施に関連して、地方自治体との合意書への調印が行われた。また、エネルギー分野の決定権のある地方自治体は、エネルギー需要コントロールおよび再生可能エネルギーに関する問題においてそれらの地域における特定の活動を行う。社会住宅賃貸人向けの「ロード量」装置は、社会住宅のエネルギー効率を改善し、EDFが省エネ証書を発行することができるようにすることを目指している。2017年において、133,150超の社会住宅が修繕工事についての支援を受けた。

## (ハ) 持続可能な都市および地域となるために

都市および地域のエネルギー開発は、今や自然と持続可能な開発目標と密接に関係している。地方にとって、環境への影響、地域経済の活動および貧困が最大の関心事である。

## (ニ) 顧客データの保護

EDFの顧客に関するデータの保護は、資産／商品および情報システムを保護するための顧客部門の活動計画の主たる構成要素である。

計画に基づく取組みは、供給業者の統治機関に対して毎年提示されている。

EU一般データ保護規則（GDPR）などの規則に遵守したデータ処理を行うために、また、従業員全体、中でもとりわけエンティティ・マネージャーの意識向上のために細心の注意が払われている。例えば、2017年において12の意識向上イニシアチブが実施され、顧客部門の19名の執行役員が個別の支援を受けた。

2017年、顧客のアプリケーションの重大な脆弱性を検出するために、12件を超える脆弱性レビューが行われ、セキュリティ承認テストが定期的に実施された。アウトソースされたサービスについても同様に特定リスク分析がなされた。

顧客データは特別な手段を通じて保護されている。アドバイザーは、データを保護する方法について定期的に説明を受けている。顧客データを安全に管理するため、情報システムの容量に関して毎年内部監査が行われ、顧客窓口担当の従業員に限り、顧客データにアクセスしていることを確認している。顧客からのデータ保護に関する苦情を減らすために講じる対策について、特別かつ計画的な配慮もなされている。例として「すべて退会する」リンクならびに改善が必要とされる分野および顧客の選好を特定するための顧客からのフィードバックについての定期的な分析が挙げられる。

## (ホ) 規制料金での公共配電委託

ここで言及する委託には、2つの異なる公共サービス義務がある。

- ・公共配電網の開発および運営。かかる開発および運営は、フランス本土（地方配電会社（LDC）を除く。）についてはEnedis（「第2 3（2）④（ii）配電—Enedis」を参照。）、接続されていない地域（ZNI）についてはEDFが担当する。
- ・（LDC以外の）フランス本土およびZNIを請け負うEDFによる、公共配電網に接続した規制販売料金の恩恵を受ける顧客に対する電力供給。当該義務は、委託仕様書の義務ならびに一般的な販売条件（申込み、支払いおよび配電条件ならびに契約締結等）に従って履行されている。

フランス本土における各委託契約はEDF、Enedisおよび許認可機関により連署されており、自治体または自治体連合にも関係している。この公共サービス義務は509の委託契約（そのうち50は県単位のものである。）の枠組みの中で履行されている。

2014年から2017年の期間には、特にセーヌ・エ・マルヌ県およびヴォクリューズ県のエネルギー・コンソーシアム、ドゥエシ市における自治体組合、ならびにムラン市、トゥール市およびトゥーロン市等の多数の委託契約の交渉および締結が行われた。2016年4月14日、大パリ圏地域の100を超える地方自治体からなるSipperec連合との間で委託契約の改定契約が締結され、とりわけ委託が10年間延長された。2017年において、ニース・コートダジュール市、グラン・ポアティエ都市コミュニティ、（エネルギー・シンジケートを通じて）シェール県およびドラギニャン町（ヴァール県）を含む数件の契約交渉が終了した。

許認可機関を代表する国家機関と共同で行う新たな国のモデル委託契約案作成が継続し、2017年に完了した。2017年12月21日、EDF、Enedis、FNCCR（全国委託元当局連合会）およびフランス都市連合は、新たな委託契約モデルに合意した。2018年の事業は、総じて委託契約を更新するため、また、中でも年度末に満期を迎える20の委託契約を更新するため、フランスにお

る地域との交渉が主要な局面になると予想される。委託契約の更新、全国のおよび地域的権限の動員、委託機関におけるEDFの問合せ窓口の専門性の強化、毎年の委託状況報告書（CRAC）の作成、ならびに許認可機関からの監視要求への対応等のための組織および手段が設定された。

### ③ 最適化取引業務

#### (i) 上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）の役割および事業

DOAATは、EDFの上流部門／下流部門の電力ポートフォリオのバランスの管理、かかるポートフォリオから生み出される電力の売上総利益の最適化および確保、ならびに関連する物理的リスクおよび金融リスクの管理を担っている。

電力の供給／需要の管理は、当グループのリスク統制部門からの命令に従って起草され、執行委員会により承認された極度リスク（数量リスク）および価格リスクに関する方針により設定された枠組み内で、現時点に分類される（「第3 4（1）②競争および一般的な環境に関するリスク」を参照。）。気候変動は、かかる管理に影響を及ぼす。例えば、冬の気温が1℃低下すると、フランスにおける地域的電力消費量は2,400MW増加し（出典：RTE）、EDFのポートフォリオはかかる感温性の大部分の影響を受ける。さらに、極端な2年間では、それぞれの年の流出量に応じたEDFの水力発電量の範囲内の差は約20TWhに上る可能性もある。DOAATは、ほぼすべての局面において常にそのコミットメントを充たせるように、十分な余剰電力の保有を確保している。このためDOAATは、発電所の管理業務（特に原子力発電）のプログラミング、在庫管理（化石燃料、水力発電の予備電力および顧客による負荷削減）ならびにDOAATを代理して市場にアクセスする任務を負っているEDF Tradingを通じた卸売市場での売買等、一連のレバレッジを管理している（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。DOAATはまた、EDF Tradingの支援を得て、エネルギー卸売市場（電力、ガス、石炭および石油製品）ならびに二酸化炭素排出権の市場の価格変動に対するEDFの上流部門／下流部門のポートフォリオのエクスポージャーを管理している。

DOAATは、RTEに関して、EDFのフランス本土における役割範囲において「調整責任企業」としての役割を担っている。この点に関して、EDFは、RTEに対し、その調整対象において矛盾が生じた場合、財務的に補償を行うものとする。最適化は、RTEに対し、需要と調整された提供スケジュールを知らせ、EDFの契約上のコミットメントの供給費用の最小化を可能にすることにより行われる。

#### (ii) 長期的な電力の購入契約および売却契約

EDFは、欧州事業者とエネルギー購入契約または売却契約を通じて、商業関係を持っている。

契約には以下に関連する複数の種類がある。

- ・発電所（主に原子力発電所）が生成するエネルギーに対する権利。発電所の稼働期間中、取引相手方はかかる権利から利益を得る（「第2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。
- ・通常15年から25年間の期間、全面的または部分的に保証される電力引出権

#### (iii) 既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）

2011年7月1日より運営されているARENH制度においては、枠組み合意を締結した他の供給業者が、エネルギー規制委員会（CRE）が定める電力量を規制料金にてEDFから購入し、顧客へ供給する権利を付与される。この制度は、電力網事業者が損失の補填のために利用することもできる。CREはこの制度の管理および購入権の計算を担い、購入権の計算の結果を共同で契約する関係当事者へ通知する。したがって、ARENHの利用権の行使を希望する供給業者は、顧客の消費量の予測値をCREに提出し、申請を行う。詳細な予測値および各供給業者について計算された購入権は、CREおよび当該供給業者のみが知ることができる。支払いは、フランス預金供託公庫により管理される。

ARENH価格は、エネルギー規制委員会（CRE）による提案を受け、エネルギー省および経済財務省によって決定されるが、2011年5月17日以来、42ユーロ／MWhを維持している。価格には、2017年に導入された供給量証書が含まれるとみなされている。

2016年11月14日付の命令によって、ARENHの枠組み合意は、容量メカニズムの実施に関連した規定を組み込み、供給業者による早期終了に係る条件を定めることを主な目的として改正されている。改正後枠組み合意は、このような、一方的に早期終了することができる権限の行使を制限し、（i）ARENH価格が2%を超えて変更された場合、（ii）枠組み合意が大幅に修正された場合、または（iii）ARENH関連の規制の変更が、買い手の入手条件の調整に重大なマイナスの影響を与えた場合にのみ、当該権限が適用されるものとする。

また、「モノトニー条項」の適用についての規約を定めるため、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセスに関する2017年3月21日付命令第2017-369号によって、ARENHに関するフランス・エネルギー法の政令規制の条項の一部が改正された。同命令は、過去のフランス・エネルギー法の文言において定められていなかった事例に対する措置であり、すなわ



ち当期以前の期間において枠組み契約がなかった場合またはARENH申請が行われなかった場合などが事例に挙げられる。申込みおよび契約がなかった場合は、ゼロ・ボリュームの申込みとみなされる。

2017年、EDFは、約82TWhのARENH配電量を競合事業者に対して供給した。

#### (iv) 購入義務および卸売市場での販売を専門とするバランス調整グループ

EDFは、政府が支援および開発を望む発電施設（再生可能エネルギー源およびエネルギー効率の優れたコジェネレーション）からの電力を購入する義務を負っている。法律（フランス・エネルギー法第L.121-7条）により、当該義務から発生する追加費用は、電力市場のベンチマーク価格に基づき、EDFのために相殺される（「回避コスト」という概念である。）。2017年1月1日以降、当該取引に係る費用もまた相殺された。

2011年の費用に関して2012年10月9日に開催された委員会において、CREは、「購入義務の対象となる発電量は部分的に予測不能であることから、理論上は、EDFの負担する不均衡コストを回避コストから差し引くべきである。当該不均衡は、過年度においては消費関連の不均衡と比較すれば無視できるものであったが、より顕著になってきている。」と表明した。

再生可能エネルギーの開発に伴って、予測発電量と実際の発電量との差異から発生する費用が顕著になっている。このため、CREは、2014年12月16日に開催された委員会において、かかる不均衡コストを組み込むためにEDFの回避コストの計算式を変更した。CREは、EDFに対して、かかる不均衡を具体化し個別に特定するために、バランス調整専門グループを設立するよう依頼した。

購入義務契約の対象となる施設を専門とするバランス調整専門グループは2015年7月1日に設立された。購入義務契約の対象となる施設で発電されたエネルギーの販売は、DOAATがエネルギー市場において直接に管理している。これにより、当該エネルギーをEDF自体のポートフォリオから切り離して管理することが可能となる。こうして、2015年11月4日以降、短期（すなわち、次回販売日の前日。「購入義務のランダム要素」と呼ばれる。）の予測が可能な購入義務に基づく発電量は、EPEXスポット市場において販売されている。2016年1月以降、長期の予測が可能な発電量（購入義務の「ほぼ確定的」とされる要素）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。

#### (v) 容量メカニズム

NOME法に由来するフランス・エネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、政府による当初の基準に従い、フランス本土における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。このため、各供給業者は、その義務に関する容量の保証（RTEによって定められるピーク時における顧客の発電およびエネルギー消費を参照して算出される。）を得なければならない。

この義務を遵守するため、各供給業者は、発電事業者（すべての発電手段を認証する義務を負う。）または需要反応管理事業者から容量の保証を得なければならない。

2016年11月8日、欧州委員会は、2017年1月1日よりフランス・メカニズムを実施することを承認した。

欧州電力取引所における初回市場取引は、2017年に係る容量の取引のため、2016年12月15日に行われた。価格は、2017年における市場参照価格である10ユーロ/kWとなった。2017年4月27日、2017年に係る容量にも関連して2回目の欧州電力取引所における市場取引が行われ、価格は10.42ユーロ/kWに設定された。

欧州電力取引所（EPEX Spot）における供給量の保証に関する最初の入札は、2017年11月9日および2017年12月14日に実施された。入札約定価格はそれぞれ9.31ユーロ/kWおよび9.38ユーロ/kWで、2018年に係る容量の市場参照価格は9.34ユーロ/kW（2つの入札価格の算術平均値）となった。

2019年に係る容量を取引することができる最初の入札もまた、2017年12月14日に実施された。入札約定価格は13ユーロ/kWに上ったが、2019年に係る容量の参照価格は、2018年末まで決定されない予定である。

開始後は、容量の取引のため、配電が行われる年の4年前から、その3年後まで数回の入札が行われる予定である。そのため、2018年において、2017年および2018年ならびに2019年から2022年に係る容量の取引のための入札が行われる予定である。

引き続き店頭取引を行うことも可能である。同様に、EDFのような、発電事業者であるとともに販売会社としての義務を有する総合業者は、その義務を履行するために内部容量移送が許可されている。移送は市場価格で行われる。

当該新システムの管理を引き受けているDOAATは、フランスにおける今後数年のEDFのすべての発電手段および顧客に対する契約上の需要反応容量を認証した。必要に応じて、これらの認証は上下のバランス調整の対象となる。同様に、DOAATは、関連する容量保証について、市場における購入義務（OA）および販売義務に基づき、発電手段についての認証および必要なバランス調整を行う予定である。

エネルギー市場と同様、欧州電力取引所における容量の販売および購入は、EDFに代わりDOAATによって管理され、EDF Tradingを介して行われている。

#### ④ フランスの送配電事業



フランス本土における電力の送配電は、規制業務である。これらの業務はフランス・エネルギー法の条項内の意味において、完全な独立性とともに経営管理されている子会社であるRTEおよびEnedisによって行われる。

#### (i) 送電—Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

2000年7月1日に設立され、2005年9月1日以降は子会社となったElectricity Transport Network (RTE) は、フランスの送電網の運営、維持管理および開発を行う送電網所有者兼事業者である。かかる送電網は、100,000キロメートル超の高圧あるいは超高圧の電気回路および50の国際電線を有しており、欧州最大の送電網となっている。その地理的位置によって、RTEは欧州電力市場の中心的存在となっている。RTEは、電力網の適正な運営および安全性を保証し、すべての電力網利用者に対して自由かつ公平なアクセスを提供している。また、同社は、送電網および相互接続の開発が不可欠となる、フランスの再生可能エネルギー源の開発および再生可能エネルギー源の電力システムへの統合の支援に特別な関心を払っている。

EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesは、2016年12月23日よりRTEの株式資本の100%を保有している持株会社であるCo-entreprise Transport d'Électricité (CTE) の49.9%の資本について、2017年3月31日付でフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対して売却を完了した。

2017年12月31日現在、RTEはEDFの間接的な子会社（50.1%）であり、RTEにおける特定のガバナンス状況（「第2 3（2）④（i）（イ）CTEおよびRTEの組織」を参照。）により、当グループは、RTEを完全連結ではなく持分法によって連結している。

#### (イ) CTEおよびRTEの組織

CTEは、EDF（50.1%）、フランス預金供託公庫（29.9%）およびCNP Assurances（20%）が保有する取締役会を有する株式会社（*société anonyme*）である。CTEは、業務執行委員会および監査役会の双方を有する株式会社（*société anonyme*）であるRTEの株式資本の100%を保有している。

CTEの唯一の目的は、同社の定款に基づき、RTEの株式を取得し、保有することであり、より一般的には、企業目的に直接的または間接的に関連しているか、業績を高め、事業の成長を促進させるすべての商業、金融、無形および有形の財産取引を指す。

CTEの8名の取締役には、EDFを代表する4名、フランス預金供託公庫を代表する2名およびCNP Assurancesを代表する2名が含まれる。当該取締役の任期は6年である。RTEのコンプライアンス監査役もまた、CTEの取締役会に出席する。

RTEの監査役会は、以下の12名からなり、任期は5年である。

- ・株主総会により任命された8名
  - 政府を代表する2名（個人によって代表される、法人としての政府を含む。）
  - 株主を代表する6名
- ・従業員により選出された4名

CREは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesの持分の取得によって監査役会の構成が変更したため、RTEが自らの独立送電運用機関（「ITO」モデルと呼ばれる。）としての地位を維持するために必要とされていた要件が実際に満たされていたのか否かを判断する審査を行った。具体的には、CREは送電網事業者（TNO）の内部組織およびガバナンス規則について調査を行った。欧州委員会による意見を勘案した結果、かかる審査を通じて、CREは、RTEの認証を維持する2018年1月11日付の決定を採択した。

また、政府委員も任命され、相談役として監査役会に出席している。

RTEの業務執行委員会は、フランス・エネルギー法およびRTEの定款に定める範囲内において、監査役会の監督下でその任務を遂行する5名で構成される。エネルギー担当大臣の承認後、監査役会は、業務執行委員会委員長を任命し、業務執行委員会委員長の提案に基づき、業務執行委員会のその他構成員が任命される。

#### (ロ) RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網を管理し、適用ある命令により2051年まで承認されているモデル仕様書に定める条件の範囲内でその職務を遂行している。フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、当該団体が同法に規定される独立性条件を充足していることを保証することを目的とした、CREと欧州委員会が関与するプロセスに従って認証されなければならない。RTEは、2012年にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。2017年、RTEはその保有比率の変更により、CREに対して認証の再審査を申請し、2018年1月11日付のCREの決定を経て、同社はその認証を維持している。

したがって、RTEは、送電基盤の管理、送電網へのアクセスの保証、およびエネルギー流量の管理を行っている。

RTEは、電力送電網の事業者として、欧州市場の統合、発電施設の再構築の促進ならびに新たな公益インフラの統合ならびに顧客および自治体の全体的なニーズを満たすような工業施設の維持に関する制限を強化する社会の変革など、業務上の様々な課題に取り組まなければならなかった。

éCO<sub>2</sub>mixアプリケーションは、RTEが目指した透明性の一部として2011年に開始され、フランス全土にわたる電力の消費および発電に関連したデータを公表している。同アプリケーションには年間10百万件の相談が寄せられ、15百万件のデータ・ポイントへのアクセスがあり、成功を収めていると同時に、一般市民のエネルギー問題に対する関心を示している。同アプリケーションは、市民に対してより適切に情報を提供し、新たなエネルギー政策関連の問題に関する市民の認識が高まることに寄与する。

## (a) エネルギー・バランス

### 2017年の概要

2017年の総消費量は、前年度から0.3%減少し、482TWhとなった。2017年の気温が前年度に記録された気温に比して高かった(+0.6°C)ことが、総消費量の減少の原因の一部とされる。寒波の到来していた1月20日の電力消費量は午後7時にピークを迎え、電力発電量は94GWであった。これはフランスにおいて記録された史上3番目に高い数値である。2012年の熱規制により、今後の気温に対する感応度は鈍る見込みであるが、冬季における消費量の気温に対する感応度は約2,400MW/°Cを維持している。

2017年において、エネルギー分野を除いた調整後の消費量は475TWhに達した。フランスにおける年間電力消費量は、7年連続で横ばいであった。

公共送電網に直接接続している主要な企業用顧客の消費量は、2017年において68.2TWhとなり、2016年と比較して3.5%超の増加であった。主要な企業用顧客の消費パターンの増加は、2016年5月より顕著であり、当該部門の新たな事業活動を反映している。

供給停止相当時間は、RTEによる電力供給の品質を測定する指標である。2017年において、供給停止相当時間は、例外的事象を除き1分27秒であった。この結果は、規制上定められた基準値である2分48秒を下回っており、RTEによって導入された措置が、顧客に対する電力供給の品質を改善していることを証明している。

### エネルギー移行の促進のため、再生可能エネルギーが引き続き増加した。

2017年12月31日現在、風力タービンの設備容量は、13,559MWに達した。風力発電量は、2016年と比較して14.8%と大幅に増加した。設備容量の増加により、風力発電量は、夏の終わりおよびとりわけ12月において天候が良好であったことから恩恵を受けた。最大風力タービン発電率は、12月30日午後1時30分に最大値を記録し、発電量は11,075MWであった。相当する負荷率は81.8%に達した。

887MWの新たな太陽光発電容量がフランス本土に接続され、太陽光発電の設備容量は7,660MWに達した。太陽光発電は、設備純容量の増加により、2016年と比較して発電量が9.2%増加した。太陽光発電部門における月間発電量は、春の日照時間から恩恵を受け、連続して5か月超にわたり1TWhを超え、新記録を樹立した。

### 年度末時点のフランスの取引高が、輸出量の低下を示した。

2017年におけるフランスの取引高は合計38TWhであった。これは取引高が記録的に低かった2016年と比較しても低い水準となっている。1月および11月の業績では輸入も見られ、それぞれ-0.95TWhおよび-0.83TWhであった。このような月間商業残高は、2012年2月(-0.72TWh)を含めても、これまで記録されたことはない。

2017年における国境を越えた契約上の電力取引の状況は、以下のとおりである。

- ・フランスのスペインに対する取引高は大幅に増加し、記録的な水準である12.5TWhのプラスであった。
- ・前年と同様、フランスは10.9TWhのマイナスの取引高を計上し、欧州中西部地域からの純輸入国であった。これは、フランスにおける原子力発電所の供給量が低下したこと、また、ドイツにおける風力発電量が豊富であったことによって説明される。
- ・フランスは、スイスに対して引き続きプラスの取引高(10.3TWh)を有している。
- ・イタリアに対する取引高は18.2TWhのプラスであり、英国に対する取引高は7.9TWhのプラスであった。特にこれら2か国の隣接国については、新たな相互接続プロジェクトが計画されている。

## (b) 送電基盤の維持管理

RTEは、日々の維持管理、緊急の補修および耐用年数の終了しているまたは損傷している設備の交換を行うことにより、送電網資産の管理を行っている。

異常気象に対応するため、電力グリッドをより堅固かつより強靱にする機械的安全プログラムの実施は、関連する省庁による1999年の暴風雨以降のコミットメントに従い、2017年末に完了した。このプログラムにかかった費用は約2.8十億ユーロである。近年の暴風雨の影響を小さく抑えられたのは、特に連鎖的停電を回避する安全塔の果たす役割を鑑みた場合、当該プログ

ラムが有効であったことを証明している。2017年末、対象とする接続の100%について、安全性が自動的に確保された。RTEは、2018年より当該安全ネットワークを存続させることに尽力する予定である。

### (c) 新規資本投資の展開および完了

加えて、RTEは引き続き、電力網の開発および交換も行っている。検討中のプロジェクトおよび完了済プロジェクトは、エネルギー輸送という課題に対処する必要性が高まったことに対応する動きの一環である。RTEは、CREに提出する年間投資プログラムを作成している。2017年には、RTEの合計投資額は1,393百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資としては、中央ブルターニュのセーフティネットならびにオーヴェルニュ、ロース渓谷およびマシフ・サントラル間の225kVの送電線を再建する「2ロワール」プロジェクト、フレジュス安全トンネルを通じるフランス・イタリア間の直接電流リンクの敷設の継続、オート・デュランスにおける225kVの電力網の修復ならびにフランス・英国間の新たな直接電流リンクである「IFA 2」の敷設の着工が含まれる。

既存の資産を最適化し、地域内の敷設による影響を最小限に抑えることに配慮し、RTEは、資本の約3分の2を既存の体制の適合のために投資している。

2018年における規制機関承認済みのRTEの投資プログラムは、1,492百万ユーロである。2018年の投資プログラムは、特にエネルギー移行および欧州における市場統合に伴う環境の変化を考慮した、電力網の開発および交換ならびにITシステムの開発および更新に対する大規模な投資の継続に関するものであった。

また、RTEによる投資は、電力供給における安全水準の維持、新たな発電方法（断続的な再生可能エネルギー源を含む。）の導入、欧州電力市場の統合およびインフラ更新の需要の段階的な増加への対応などの課題に対処する必要性が高まったことを背景とするものである。

2017年には、規制資産ベース（RAB）は522百万ユーロ増加し、2017年1月1日現在の13,598百万ユーロから2018年1月1日現在では14,119百万ユーロに増加した（実績額に基づき算出された合計額は、CREの承認待ちである。）。記録のために記載すると、RABは、TURPE 5の期間中、税引前で6.125%の加重平均資本コスト料率の報酬を受けている。これは、投資子会社控除後のRTEの産業資産を表しており、建設中の有形固定資産（2012年末までは4.8%のTURPE 3料率で報酬を受け、2013年から2016年の期間においては、2013年4月のCRE決定による価格に従って4.6%の料率で報酬を受け、2017年以降は2016年11月17日付のTURPE 5決定に従って3.7%の料率で報酬を受けるもの）を除外して計算されている。

### (d) 電力システムの運営

#### 電力システムの管理

RTEは、リアルタイムで送電網の流量を管理し、調整メカニズムを通じて入手可能な資源を活かしながら、リアルタイムで供給と需要のバランスを確保している。予想流量と実際の流量との間のマイナスの不均衡への対処としてRTEが実行した調整に対応する費用は、不均衡額に基づき按分比例で「調整責任企業」（発電事業者、取引会社、供給業者等）に転嫁される。プラスの不均衡の場合、RTEは、調整責任企業に対して財務補償する。

#### 相互接続の管理

RTEは、欧州近隣諸国の送電網事業者と協力し、外国との相互接続のアクセスを管理する。かかる相互接続により、ある国から別の国へのエネルギー送電および送電網を運営する際の安全性が保証され、また電力供給業者が近隣諸国間のピーク時の差異を利用して欧州連合内の別の国の消費者にエネルギーの販売を行うことによって欧州電力市場が発展し、欧州全体として発電手段をより効率的に共有することが可能となる。

#### 欧州電力網の調整

RTEおよびELIA（ELIAは、ベルギーの高圧送電網事業者（30,000ボルトから380,000ボルト）である。）は、フランスおよびベルギーの電力網の運営を調整することを目的として、Coresoと呼ばれる共同会社を2008年12月に設立した。Coresoの設立は、欧州委員会および電力市場の関係者の双方から表明のあった送電網事業者（TNO）間の業務上の連携を強化させるという要求に応えたものである。Coresoは、地域レベルでの再生可能エネルギー発電の統合を向上させ、増加している国境を越えた流量の安全管理を保証する義務を負う。

英国の電力網事業者であるNational Grid、イタリアならびにドイツ北部および東部における送電網事業者であるTernaおよび50Hertz、ポルトガルの電力網事業者であるRENならびに最近ではスペインの電力網事業者であるREEもCoresoに加わった。

## (ii) 配電—Enedis

Enedisの主な目的は、常に安全性を保証しつつ電力流量のバランスを監視しながら、公共配電網の運用および拡張を行うことである。Enedisは、2008年1月1日より操業している。Enedisは、以前はERDFと呼ばれ、2016年6月1日にその名称をEnedisに変更した。Enedisは、フランス本土の人口の約95%に対して電力を供給している。残りの5%は地元の配電会社(LDC)により配電されていた。

2017年、Enedisはフランス本土において、約1.36百万キロメートルの電力網を通じて36.2百万超の顧客(配電地点)に対して、376,941か所の発電施設から電力を供給した。

2017年12月31日現在、Enedisの従業員数は38,888人であった。

配電網の機能には電力損失が伴うが、これは主に物理的効果によるものであり、流れる電力量に直接比例する。Enedisは、最終顧客へ供給される電力量を満たすために、かかる損失を填補しなければならない。2017年の損失は24.9TWhであり、損失率は電力網に供給された電力の6.6%であった。2017年にEnedisが損失填補のために負担した費用は1,066百万ユーロであった。かかる損失を補うために、Enedisは、組織された市場プラットフォームにおいてまたは約20の認可された供給業者との入札により、相当する電力を卸売市場にて購入している。Enedisは、2014年以降、損失相殺のための電力購入のためにARENHによる配電を利用している。2017年においては、標準商品の価格レベルがARENHに比してより好条件であったため、損失相殺のためにARENH商品は利用されなかった。

技術仕様：2017年12月31日現在、Enedisが委託を受けている配電網(「第2 3 (2) ④(ii)(ロ)配電事業」を参照。)の構成の概要は以下のとおりである。

- ・20,000ボルトのA型高圧(HVA)線640,688キロメートル
- ・400ボルトの低圧(LV)線717,090キロメートル
- ・2,262個のHVB/HVA変電所
- ・783,262個のHVA/LV変電所

## (イ) Enedisの組織

フランスにおける配電事業は、法的枠組みに従い、Enedis(フランスの株式会社(*société anonyme*))であり、その業務執行委員会と監査役会は公共配電網の運用に責任を負う。)によりほぼ独占的に提供されている。

指令2003/54/EC(当該指令の原則は2009年7月13日付指令2009/72/ECにおいて適用された。)に従い、公共配電網事業者が垂直的に統合された会社の一部である場合には、その組織および意思決定は配電以外のその他の事業から法的に独立していなければならない。この枠組みにおいて、EDFおよびGaz de France(現在のEngie)が当該原則を採用したことにより、これら2社の配電網事業が分割された。EnedisおよびGRDFは、法的枠組みに従い、「共同サービス」を行っている(「第2 3 (2) ④(ii)(ハ) EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。)。

2004年8月9日付法律に従って、公共配電網事業者の事業は、2007年に子会社化された。

Enedisの監査役会は合計15名で構成されており、そのうち8名は定時株主総会により選任され、5名は1983年7月26日付の公共部門の民主化に関する法第83-675号の規定に従って選出された従業員の代表であり、1名は2014年8月20日付政令第2014-948号第4条または第6条に基づきフランス政府により選任され、そして1名は公共配電網の当局の代表であり、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号第153条に基づき、施行令により選任された。2017年、Enedisの業務執行委員会は、監査役会の監督の下に職務を遂行した役員5名により構成されていた。2018年1月11日より、Enedisの新たな業務執行委員会が設置され、2名の役員により構成されている。

フランス政府は、2014年8月20日付政令第2014-948号(第15条)に規定されるオプションの適用および2015年1月19日付命令第2015-38号に基づき、2015年2月4日付の施行令により、Enedisの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。

2016年6月1日、公共配電網事業者のビジネス名称は、ERDFに代わりEnedisに変更された。この新名称には、COP21を受けたエネルギー移行に対する同社の精力的な取組みが反映されている。また、CREが推奨するとおり、この新名称によって当該配電網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

## フランスにおけるEnedisの使命

Enedisは、法律および各公共配電委託機関と締結した委託契約に規定された条件に従い（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）、フランス本土において公共配電網事業者としての使命を果たしている。

その使命は以下のとおりである。

- ・配電網に関する運営、投資および拡大政策の概要を決定し、実行する。
- ・客観性、透明性および公平性のある状態で利用者のこれらの電力網への接続およびアクセスを提供し、ならびに他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、配電網へ効率的に接続するために必要な情報（規制または法律により保護されている情報を除く。）を提供する。
- ・これらの事業に即した、エネルギー規制当局（エネルギー省、エネルギー規制委員会（CRE）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・地方自治体との関係を監視する。
- ・委託契約の交渉、締結および管理を行う。
- ・配電網の運営、提供および修理を行う。
- ・インフラの設計および建設、ならびに電力網関連作業の管理を行う。
- ・当該配電網に接続している利用者に計量サービスを提供する。これには、とりわけ、メーター装置の提供、設置、点検、維持管理および交換ならびにデータ管理、ならびにこれらの業務全体に関連する他の業務が含まれる。
- ・エネルギー効率事業を実施し、再生エネルギーの電力網への組入れを推進する。
- ・負荷分散の事業範囲を監視する。
- ・送電網事業者間の発電およびエネルギーの流量ならびにこれらの電力網に係る損失の公平な填補の保障を担う。
- ・フランス地方自治体法の第L.2224-31条第III項および第IV項にそれぞれ規定されているLDC、配電事業者および当局に対し、サービスを提供する。

## （ロ）配電事業

Enedisの事業は、多くの業務から構成されている。すなわち、委託を受けた委託資産の管理、継続的な供給を確保するための電力網の運用および維持管理、電力網に関する作業（とりわけ電力網の接続、強化および更新作業）、既存の契約の枠組み内でのすべての使用者に対する電力網へのアクセスの提供、メーター設備の運用、ならびに電力網利用者の消費データの取得、処理および伝達である。

## 投資の変化

2017年、Enedisは3,767十億ユーロを投資したが、そのうちの1,411十億ユーロは主として新規の顧客および電力事業者の接続ならびに電力網の強化に割り当てられた。さらに2017年、委託機関が721百万ユーロを投資した。2017年におけるフランス本土の配電網への投資額は、合計で約4.5十億ユーロとなった。

## Enedisの総投資

| (単位：百万ユーロ)                              | 2017年        | 2016年        |
|-----------------------------------------|--------------|--------------|
| 接続および強化                                 | 1,411        | 1,408        |
| 規制上、安全上および配電事業者としての義務                   | 402          | 387          |
| 電力網の近代化 <sup>(1)</sup>                  | 1,591        | 1,316        |
| 作業設備および運用資源                             | 363          | 351          |
| <b>Enedisの投資合計</b>                      | <b>3,767</b> | <b>3,462</b> |
| <b>第三者および地方自治体からの割当作業<sup>(2)</sup></b> | <b>721</b>   | <b>703</b>   |
| <b>電力網投資合計</b>                          | <b>4,488</b> | <b>4,165</b> |

(1) このうち612百万ユーロは2017年、318百万ユーロは2016年のLinkyに帰属する（一般化に係るコストおよび実験後の費用）。

(2) PCT（PCT（料金により賄われる部分）とは、接続の資金として、プロジェクト管理請負業者に対して配電料金から支払われる部分をいう。）および第8条（作業と周辺環境との一体化（電圧線の埋設等）に関する委託仕様書別紙1第8条）に基づく控除後。

拠出された追加資源は、顧客、地方自治体および委託機関の期待が特に高い領域である、送電品質、電力網の防護性、安全性および環境保全のために割り当てられる。

Enedisは、上記のような水準の投資額を投じることにより、資産更新プログラムを実行することが可能になった。

Enedisは、上記の投資に加えて、電力網の予防的維持管理業務（とりわけ縮小作業）も継続している。2017年、当該予算は327百万ユーロとなった（2016年は332百万ユーロ）。

## サービスの質

サービスの質は、Enedisの主要な目的の1つである。2017年において、送電事故および例外的事象を除いた平均停電時間は65分であった。これは、当年度の気候変動の大きさを勘案した場合、良好な実績である。提供されたサービスの質は、規制に定められた水準に可能な限り近い状態で電圧水準を維持すること、および停電件数の最少化によっても反映されている。

重大な事故に対応できるよう、Enedisは、電力緊急介入部隊（FIRE）を利用し、顧客への電力復旧を可能な限り迅速に行うために、あらゆる被災地域に対して他の地域の作業チームおよび物資を何時でも動員・運搬できるようにした。2017年、FIREは4度（サイクロン・エゴンがノルマンディーおよびピカルディの双方を襲った1月、クルト、レイヴおよびマルセルと名付けられた3つの暴風雨が相次ぎ、フランス南西部のヌーヴェル＝アキテーヌ地方に被害を及ぼした2月初旬、暴風雨ゼウスがブルターニュからコートダジュールまでのフランスの大部分を襲った3月初旬、さらに暴風雨アンナがペイ・ドゥ・ラ・ロワール、ブルターニュおよびオー・ド・フランスの地域を襲った12月）にわたり動員された。

Enedis支援チームもまた、ハリケーン・イルマおよびハリケーン・マリアが発生した際、アイルランドおよびフランス領西インド諸島（グアドループ、サンマルタン島およびサンバルテルミー島）に派遣された。

大規模な暴風雨の影響から架空配電網を保護するための保険については、「第3 4（3）⑤（iii）暴風雨保険」を参照。

## 再生可能エネルギーの開発

Enedisの事業範囲では、太陽光発電施設の送電網への接続件数が再度増加し、2017年、755MW（2016年末現在では540MW）の新たな太陽光発電施設が接続され、太陽光発電の接続が上昇した。公共配電網に接続された風力発電の増加も継続中であり、1,300MWが2017年に配電網に接続された（2016年は1,200MW）。

2017年末現在、合計約18.2GWの太陽光発電および風力による発電がEnedisの送電網に接続されており、その内訳は太陽光発電所が6.5GW、風力発電が11.7GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に「従来型の」水力発電所（1.5GW）、コジェネレーション（2.2GW）、バイオガス、バイオマスおよび給電指令可能な化石燃料火力発電を含む。）が加算される。2017年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約23.7GWであった。

2017年、11,000か所を超える太陽光自家消費施設が接続され、当年度の小規模事業者の接続のうち、約60%を占めた。

さらにEnedisは、再生可能エネルギーの電力網への接続のため、地方計画の規制上の枠組みの一部として、エネルギー源の敷設工事を行うことで、再生可能エネルギーのための発電容量の開発を継続した。

## 電力市場

フランスの電力販売市場は、2007年7月1日からすべての顧客に対して開放されている。

フランスの市場において、54社の電力供給業者が業務を行っており、Enedisと契約を締結している。同契約は、顧客が電力の供給と配電について網羅した1つの契約に申し込む場合について、供給者と配電事業者との間の規約を定めている。

供給市場は、2016年末に規制販売料金による提供が終了したことで、36kVAを超える供給電力を申し込む施設に関して特に競争が加速し、競争レベルの激化に直面している。36kVA以下の供給電力を申し込む施設に関しても同様に、競争が高まっている。

## 委託

2017年12月31日現在、EnedisおよびEDFは、人口の約95%を対象とする509件の委託契約の共同受託事業者である。委託契約は、一般的に20年から30年の期間について締結されるものである。

フランスでは、地方公共サービスの委託に関する慣習法に基づく委託制度によって公共配電網が運用されている。このためEnedisは、法律（フランス・エネルギー法第L.121-4条）に基づき公共配電網の開発および運営（公共配電網による全国規模の合理的なサービスならびにあらゆる状況下での公共配電網への接続およびアクセス）を行っている。フランスと相互接続のない区域においてはEDF、また独占区域においてはLDC（地方配電会社）がその業務の責任を負っているが、同社はフランス本土の大部分においてかかる業務の遂行を請け負っている。

2017年12月21日、FNCCR、フランス都市連合、EDFおよびEnedisは、新たな委託契約モデルに基づき枠組み合意を締結した。FNCCRとの1992年の合意から25年が経過し、この新契約は、Enedisおよび委託機関の関係を長期的に近代化するきっかけとなる。かかる新たな基本契約は、フランス委託モデルの原則（公共サービス、地域間の連携および国家の最適化）を具体化する

と同時に、エネルギー移行に伴う課題を勘案している。枠組み合意には、市町村、大都市の自治体およびメンバーの大多数が公共配電に係る契約機関の権限を有する都市を代表するフランス都市連合が含まれる。

フランス・エネルギー法第L.334-3条に従い、進行中の委託契約は、委託機関（地方自治体または提携する公的機関）ならびに「規制料金での供給」に関する箇所についてはEDF（または管轄領域が競合するLDC）、および「配電網」に関する箇所についてはEnedis（または管轄領域が競合するLDC）により連署されている。その更新または修正の際には、委託契約はそれらの要項に従って連署される。

法律および法学が定める制限の範囲内において、委託機関は、返還可能資産（返還可能資産とは、委託期間終了時、認可機関に対して返還されることが義務付けられているものである。かかる財産は、最初から現地の委託機関に属するものとみなされる。これらは委託契約または法律において定められている。当初より、委託サービスに履行において必要不可欠とされる資産が一般的に適格とされている。）からなる配電網の所有者である。

「第2 3（2）②（ii）（ホ）規制料金での公共配電委託」および「第2 3（3）⑥（ii）（ト）公共調達に適用される規制」も参照。

## （ハ） EnedisおよびGRDFによる共同サービス

フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されるEnedisおよびGRDFの共同サービスは、電力およびガスの配給事業部門において、設備の構築、作業プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理、ならびに計量作業である。当該サービスは、法人格を持たない。

EnedisおよびGRDFは、共同サービスの枠組みにおける2社の関係、当該共同サービスの範囲、および当該サービスにより生じた費用の分担について規定した契約を通じて、関係を有している。この契約は無期限で締結され、18か月前の通知によりいつでも終了できるが、この期間中に両者は再交渉を行わなければならない。この契約は定期的に更新される。

2014年7月、EnedisおよびGRDFは、メーター測定に係る共同事業の定期的な休止およびメーター・パネルの相互介入に留意した共同声明を発表した。Enedisは、現在まで、すべての運營業務を地域規模で一体化する、地方部局を擁する組織を支持してきた。地域事業に関しては、さらに詳細な構造が確保されている。

2017年10月23日、EnedisおよびGRDFは、支援および物流事業の組織を改善するための課題を検討する決定を下した。

## （二） 今後の課題

### スマート・グリッドおよびスマート・メーター（Linky）

公共配電サービスの保障を担うEnedisは、電力網を開発、最新化および確保するために常に投資を行っている。社会における新たなニーズに電力網を対応させることが主要な戦略的課題となっている。この目標を達成するために、Enedisは、技術者が物理的に関わることなく受注およびデータ送信が可能な「スマート・メーター」と呼ばれる次世代メーターを基盤とするLinkyシステムの産業展開を開始している。このシステムは、スマート・グリッド、すなわち「スマート・ネットワーク」の導入の初期段階である。これにより、大幅に拡大した再生可能エネルギー配電を統合するため、また、電力グリッドのいかなるポイントにおいても発電および消費のバランスを確保し、供給業者がその顧客に新たなエネルギー・ソリューションを提供することができるよう、Linkyメーターを含め、配電ネットワークが接続オブジェクトとともに設置される。

2015年12月1日、Enedisは、公的機関に承認された実験が成功した後、Linkyメーターの一般展開の第1段階を開始した。2017年3月6日、3百万個のスマート・メーターの設置に成功し、展開の初期段階が完了した。2017年12月末現在、8百万を超える配電箇所にLinkyメーターが設置された。記録のために記載すると、2016年6月には第2段階のメーターの展開の開始がEnedisの監査役会によって承認された。目標は、2021年末までに、古いメーターの90%または約34百万基のユニットを交換することである。

2016年6月のEnedisの監査役会による資本投資額は、2014年から2021年の期間にかけて、4,455百万ユーロ（フランス会計検査院が2018年2月8日付で公表した年次報告書において提示した5.7十億ユーロの数値は、Linkyの展開に関してEnedisおよびエネルギー規制委員会が見積もった数値とは異なるという範囲内において、フランス会計検査院が算出した予測と一致している。かかる数値は、例えば2021年を超えた期間を対象とし、地方配電会社が自社のスマート・メーターを展開するために将来投資する額を含む。）に達した。2017年末時点の完全展開に係る累積投資額は、合計1,119百万ユーロであった。

Linkyメーターの設置率は、2016年初頭においては1日当たり3,000個未満であったが、2017年末には1日当たり約27,000個となった。期待率に到達し、2018年に開始される7.9百万個のメーターが設置される予定の展開の第2段階を、自信をもって開始することができる。

「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」も参照。

## エネルギー移行の促進



一方で、Enedisは、消費者および企業に対して大幅に最新化された電力網の提供を可能にする数多くのソリューションについて大規模な試験を行っている。この作業は、低圧および中圧の電力網の運営、再生可能エネルギーと電気自動車との融合、貯蔵管理ならびに電圧維持等に及ぶ。配電事業者の課題は、社会の費用負担を最低限に抑えながら、電力網を開発し、エネルギー移行を支援することである。新技術により、消費、発電および電力網の状態に関するより良い理解に基づきさらに高精度かつ迅速な制御が可能となった。この「インテリジェンス」により、品質と安全性という公共サービスにおけるEnedisの2つの目標に沿って、電力網の信頼性を確保しつつも、消費のピークに応じて過剰な投資を防止することができる。

既に完了したプロジェクトは、電力網の革新、適応性および再生可能エネルギーの統合といった分野において成果を挙げている。2017年、Enedisはまた、集合住宅および商業ビルにおける実際の環境下で試験が行われた個人および共同の自家消費、貯蔵、データ管理ならびに経済モデルに関する技術的な解決策を提案した。

#### 技術的な解決策の産業化

Enedisは、スマート・グリッドにおける最先端の解決策を産業化する準備を継続して行っており、2018年までの「基盤となる電力網」の導入に向けたロードマップに尽力している。これには（i）ソース管理施設（電力網の自動送電の一元管理を行うPCCNまたはデジタル・コマンドおよびコントロール・ステーションならびに再生可能エネルギーからの電力供給管理を可能にするFARまたは電力自動化機能）、（ii）配電施設（HVA/LVスマート施設）、（iii）電力網のセンサー、ならびに（iv）すべての情報システム・ツール（予測、管理、経営企画、Linkyネットワーク等）におけるデジタル技術を備えた電力網のすべての構成が関係する。

当該ロードマップは、再生可能エネルギーの導入を促進し、電力システムにおける全関係者を支援することを目的として、電力網の近代化を目指している。

#### デジタルへの切替えおよびデータ管理の遂行

Enedisは、大量データを最大限活用することを目的として、エネルギー移行および革新を支援するために電力網を近代化することで、電力システムのデジタル変換に参画している。このためEnedisは、2014年より（i）インフラ管理（遠隔管理、予測管理等）、（ii）外部との対話、（iii）電力メーターおよびセンサーからのデータの管理、ならびに（iv）企業の社会的および文化的な変革の4つのベクトルに基づき、デジタル・プログラムに取り組んでおり、顧客に対してより良いサービスを提供するために、情報システムに接続された新たなツールを従業員に提供している。Enedisは、機密性およびセキュリティ規則に従い、収集されたデータの処理、活用および蓄積を行い、電力システムの様々な関係者（供給業者、送電網業者、地方自治体、新規参入者）に対して当該データを提供するために自社を体系化した。

#### 「未来都市」またはスマート・シティに向けた活動

自家消費、自己供給、電気モビリティ、スマート・メーター、データ管理および電力網のリアルタイムでの最適化—これらは配電事業者が地域全体および特に都市部にに関して直面している新たな課題である。これは現時点で現実となった。

Enedisは、電力網に限らず、スマート・シティを目指す地域企業および都市に必要なとされる関連データに関しても、地方（都市、地域等）を含む各レベルの利用に関するエネルギー移行の推進役であるDSO（配電網事業者）の参入を促進している。

Enedisが策定するオープン・イノベーション政策は、多数のエネルギー、技術および環境面のイニシアチブを実施した地域コミュニティにおいて特に評価が高かった。その結果、これらのコミュニティは共有された知識（スタートアップ）を提供し、Enedisはこれらの知識を（特にスマート・グリッドおよびデータの分野において）自社の研究およびイノベーションのために利用することができる。

#### 海外展開への注力

Enedisは、スマート・グリッドの分野において、僅か数年間で単なる構想からデモ用モデルへ、さらには成熟度の高い産業へと進化を遂げた。目標は、スマート・メーターの展開に加え、主要な地理的地域において電力網に係るスマート・グリッドのソリューションを大規模に展開することである。

Enedisは、フランスにおけるスマート電力グリッドに係る産業部門を、その他のフランスにおける同部門の企業とともに現在約100名のメンバー（主要な事業者、新規企業、大学、研究機関等）を有する「Think Smartgrids」構想を通じて組織化した。

フランスのスマート・グリッド・チームの目標は、欧州の主導者およびグローバル・リーダーの1つになることである。Enedisは、フランスにおいて完了したフランスの優れた産業を示したプロジェクトに基づき、国境を越えてフランスのノウハウを展開している。

#### (iii) 島部エネルギー・システム



島部エネルギー・システム（IES）は、本土と相互接続していないか、または狭い範囲でしか接続していない、EDFが運営する電力網をいう。主に、コルシカ島、海外県（マヨット島を除く。）ならびに海外県であるサンバルテルミー島、サンマルタン島およびサンピエール島・ミクロン島である。

したがって、かかる地域の各地におけるEDFの組織は、発電の大部分、ならびに需給調整管理者・電力網事業者（HVB、HVAおよびLV）・供給業者としてのあらゆる機能の双方を提供する、統合された体制を維持することに基づいている。

議会は追加発電費用を公共サービス費用とみなし、フランス本土における当該費用と異なり、かかる地域における追加発電費用は公共電力サービス拠出金によって相殺されている（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

公共送配電網使用料金は、配電網に接続した顧客に適用される（「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」も参照。）。

## 2017年におけるIESの主要な特徴

|                                    | 2017年末現在  |         |
|------------------------------------|-----------|---------|
|                                    | 合計        | コルシカ島分  |
| 従業員数 <sup>(1)</sup>                | 3,425     | 762     |
| 顧客数                                | 1,153,052 | 256,563 |
| 電力網の長さ(単位: km)                     | 36,834    | 11,791  |
| EDFの設備容量(単位: MW)                   | 2,062     | 559     |
| 水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源             | 440       | 189     |
| 火力発電所 <sup>(1)</sup>               | 1,622     | 369     |
| EDFによる発電量 <sup>(1)</sup> (単位: GWh) | 5,907     | 1,346   |
| 水力発電量                              | 1,305     | 339     |
| 第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)            | 3,947     | 937     |
| バガスを含む再生可能エネルギー                    | 1,346     | 257     |
| その他のエネルギー                          | 2,601     | 680     |
| EDFによる発電量および第三者からの購入エネルギーの合計       | 9,854     | 2,283   |

(1) コルシカ島および海外県部門の火力発電所の更新を担当するEDFグループの完全子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (PEI)を含むデータである。火力発電設備容量は、2016年から2017年の間、横ばいであった。

かかるシステムにおけるメガワット時の発電費用および均一化された料金での販売価格との間の差異を鑑み、EDFの販売事業は、単独でまたは環境エネルギー管理庁 (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'ÉnergieもしくはADEME) および地方組織と連携して、エネルギー効率事業の推進を目指している。

## 変更点および見直し

## 発電所の容量を保証するための最新化および増強を目的とする投資

2009年における複数年にわたる投資プログラムに従い、EDFグループは、耐用年数の終了した主要な発電所の交換を実施した。新たな発電所は、EDFの子会社であるPEI (Production Électrique Insulaire) により建設・運営される予定である。

総発電容量が約746MWとなる4か所のディーゼル発電所 (ラ・レユニオン島のポール・エスト、マルティニークのベルフォンテーヌB、グアドループのポワント・ジャリーおよびオート・コルスのルッチアナB) の建設は、2012年から2015年の間に無事に完了した。革新的な技術を備えたこれらの新たな発電施設により、当グループは、より良い産業面・環境面の成果を達成することが可能となり、またこれらの地域で発生している電力需要の一部を満たすことに寄与する。

サンバルテルミー島の発電所への拡張 (16MWの新規発電機2基) およびサンピエール島・ミクロン島の発電所 (21MW) の改修は、それぞれ2014年および2015年以降実施されている。

40MWの設備容量を有するサンマルタン島の発電所は、2016年6月末に完成した。

EDFは、2017年にIESの発電事業に対して総額80百万ユーロの投資を行った。

## 配電網への投資

エネルギー効率対策の実施および再生可能エネルギーの発展にもかかわらず、これらの地域における消費量の継続的な成長は、EDFグループによる配電網の強化継続に繋がった。コルシカ島では、自然の入り江がある海外県と同様に、新たな高電圧接続の一部は地下または水中手法を用いて敷設される予定である。

上記のとおり、EDFは、2017年にその電力網に対して200百万ユーロの投資を行った。

## 再生可能エネルギーを発電構成により良く統合することおよび電力システムの管理を最適化することを意図したプロジェクトへの参加

エネルギー移行法は、フランスの海外県が2030年までにエネルギーを自給するようになることと明記している。

EDFグループは、IESに対応した再生可能エネルギーに基づく発電手法の開発および発展を支えている。最適な方法は、長期的に持続可能な豊富かつ保証されたエネルギーを競争力のある発電費用で提供し、火力発電に代わる発電方法として信頼できるものにする方法、すなわちバイオマス、海洋および河川エネルギー、廃棄物回収、ならびにバイオガスである。燃料油の代わりにLNGを使用する方法が、現在研究されている。

また、EDFは、断続的な再生可能エネルギーをIESにおいて導入するための技術力の開発も支援しており、さらに、他の産業事業者、研究所およびADEMEと連携してスマート・グリッドの実験プロジェクトにも取り組んでいる。

一部の隔絶した地域において、100%が再生可能エネルギーによって作動するマイクロ・ネットワークを構築する作業も引き続き進行中である。2017年、太陽光、デジタル・モニタリングおよび貯蔵が混合した革新的なシステムがセヌ島に設置され、これにより1日数時間、100%再生可能な電力を供給することができるようになった。

## 2017年における異常気象

### ハリケーン・イルマおよびハリケーン・マリア

2017年9月6日、ハリケーン・イルマがサンマルタン島およびサンバルテルミー島を襲った。ハリケーン・イルマの事後処理のため、当グループ全体（原子力発電部門（DPN）、火力発電およびエンジニアリング部門（DPIT）ならびにEnedis）から大規模な援護を受け、IESチームが動員され、この問題解決のために特別措置が導入された。電力は5週間後に原状回復した。

また、10日後、規模はハリケーン・イルマに及ばないものの、ハリケーン・マリアがグアドループおよびマルティニークを襲った。

## 再建段階

これまで、発電の方法は比較的乏しかった。電力グリッドの再建は2018年に開始され、長期間に及ぶ予定である。この工事は、異常気象時のグリッドの回復力および構造を強化する予定である。

また、双方の島におけるデジタル・メーターの展開によって、エネルギー需要の管理および再生エネルギーの電力網への組み入れに関する取組みの効果が高まる。

### (iv) Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg (ÉS) は、アルザスのエネルギー電力業者であり、4つの事業（電力の配電、エネルギーの供給、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生成）を通じて、その地域における長期的なエネルギーおよび経済面に係るパフォーマンスに取り組んでいる。こうした事業のポートフォリオにより、ÉSグループは、エネルギー移行に係るより良い支援を顧客に対して提供することが可能となる。

ÉSはまた、フランス東部の現地の配電会社（*Entreprises Locales de Distribution*またはLDC）にサービスを提供している。

ÉSグループは、EDFにより88.64%保有され、残りの株式は一般株主およびその従業員により保有されている。同グループの株式は、ユーロネクスト・パリで取引されている。

## (イ) 配電

Strasbourg Électricité Réseauxは、公共配電網の管理業務を担当している。Strasbourg Électricité Réseauxは、委託契約に基づき、ESRに配電グリッドの運営を委託した400のアルザス地方の自治体における全長14,000キロメートル超の配電網の運営、維持、開発および更新を行う。これらの委託契約は、1993年から2001年の間に、40年の期間で更新された。サービスの対象となる地域はバラン県の4分の3を網羅し、また低電圧および高電圧（AおよびB）の520,000超の配電箇所のほか、Enedisのネットワークならびにその他の2つの下流ネットワーク事業者との接続を有している。

フランス・エネルギー法の最近の改正に従うために、ÉSは、2017年5月1日、自身の配電事業に関して子会社を設立する過程に携わった。

## (ロ) 販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSグループの販売およびマーケティングの子会社である。

ÉS Énergies Strasbourgは、約500,000の電力顧客（再生可能エネルギーを含む。）および110,000のガス顧客における（サービス分野および産業分野の）住宅用顧客および企業用顧客の両方またはコミューンに対して、エネルギーを提供している。

電力およびガスの供給のほか、ÉS Énergies Strasbourgは、顧客が電気料金についてより深く理解し、自らの消費量をより良く管理することができるよう、電力、ガスおよび配管維持管理およびデジタル・サービス等の関連サービスも提供する。またÉS Énergies Strasbourgは、住宅用顧客向けに、顧客が現地のパートナーのネットワークに直接連絡をとることができるポータルを通じて住居の修理および建設に関する支援サービスを引き続き実施した。

36kVA超の電力および30MWh超のガスの規制料金の廃止を受け、ÉSは、50%の電力および75%のガスの販売量を市場価格に基づき販売している。ÉSは、競争力のある価格およびその強固な現地拠点によって、大きな市場シェアを確保している。

## (ハ) エネルギー・サービス

ÉS Services Énergétiquesは、ÉSのエネルギー・サービス子会社であるÉcotralおよびDalkia Bas-Rhinとの間の提携によって2016年1月1日に創設された。

同社は、地方自治体、住居、衛生管理、第3セクターおよび第3次産業のためのエネルギー・サービス施設の製造および運営を担う。2016年、ÉS Services Énergétiquesは、他の事業者と連携し、ストラスブールのオート・ピエールおよびポテリ・ド・ルーロメトロポルの区域における暖房ネットワークを有する公共サービス事業を取得し、約16,000世帯に対して暖房を供給した。

また、ÉS Services Énergétiquesは、ポール・デュ・ランに位置するストラスブールのバイオマス電力発電所の運営および維持を担っている。同社は（i）モルスアイムにおいてサフラン・グループへ組立サービスを提供し、（ii）サン＝テュルバン新開発区域において火力発電所の建設、運営および維持を行っており、（iii）ユネスコ世界遺産に登録されたストラスブールの歴史的建造物であるサン＝トマ教会の照明を一任されている。

## (二) 再生可能エネルギー発電

### 深部地熱発電

ÉSグループは、フランスにおける深部地熱発電の分野の主導的な事業者の1つである。同社はECOGI（工業用地中熱利用）プロジェクトの株式持分の40%を保有している。当該プロジェクトによって、Roquette社とフランス預金供託公庫との提携ならびにADEME、アルザス地方およびSAF-Environnementによる支援の結果、同社は、リッテショフェンにおいて初の工業用深部地熱発電所を建設した。同発電所は、2016年9月より、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源を用いて24MWの再生可能過熱水を生成している。

研究過程のプロジェクトに加え、ÉSグループはまた、提携企業のEnBWとともに、ソルツ・ス・フォレにおける深部地熱エネルギー調査施設を、産業用発電施設へ転換した。同地熱発電所は、2016年7月以来1.7MWの電力を生成している。

2017年、ÉSはまた、イノベーション団地および周辺地域に対して将来供給を行う予定の暖房ネットワークに電力を供給するイルキルシュ＝グラフェンスタデン地熱発電プロジェクトを開始した。同プロジェクトは完全子会社であるÉS Illkirch Géothermieによって展開されている。投資額は合計37百万ユーロに及ぶ。当該発電所は、26MWの火力出力を有する燃焼発電所（火力発電および電力発電）である。

### バイオマス

バイオマスの分野において、ÉSグループは、ÉS Biomass社の過半数所有を通じて、バイオマスのコジェネレーション発電所の稼働を2016年末に開始した。かかる発電所は、年間70GWhの電力、年間112GWhの熱源を再生可能資源から生産し、それによりストラスブールの3つの主要な暖房ネットワークの2つを補っている。

## ⑤ 国際事業

### (i) 英国

EDFグループの英国における事業は、EDF Energyを通じて行われ、エネルギー供給および発電に重点を置いている。また、当グループは、Edisonの子会社であるEDF Production UKを通じて、北海で石油およびガスの探鉱および生産活動を行っている（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」および「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）（c）探鉱および生産（E&P）」を参照。）。

EDF Energyは、主として英国における発電、住宅用顧客および企業用顧客への電力の供給、住宅用顧客へのガスの供給ならびに新たな原子力発電所および再生可能エネルギー発電所の建設において活躍している。2017年の英国における合計発電量は約335TWhであり、供給電力は合計約296TWhであった（差異は主に送配電網における損失を反映したものである。）。2017年における英国内の顧客への供給ガスは合計295TWhであった。EDF Energyは、英国の最大エネルギー企業の1つおよび低炭素電力の最大発電事業者であり、その原子力発電所、風力発電所、石炭およびガス火力発電所ならびに熱電併給施設により、国内電力の約5分の1を生産している。

EDF Energyは、5.5百万の企業用および住宅用の顧客口座に対してガスおよび電力を供給しており、英国における供給量において最大の電力供給業者である。

EDF Energyは、英国の原子力カルネサンスを率いている。EDF Energyは、China General Nuclear Corporation (CGN) と連携して、サマセットのヒンクリー・ポイントC発電所の建設を開始し、さらにサフォークのサイズウェルおよびエセックスのブラッドウェルにおける新たな原子力プロジェクトを開発している。

EDF Energyは、英国全土で12,500人超を雇用している。EDF Energyの全従業員はEDF Energyに高度にエンゲージしており、その82%が年に一度の従業員意識調査に参加し、エンゲージメント・インデックス・スコアは75%である。従業員の78%は、

EDF Energyを働きたい会社として推奨しており、79%がEDF Energyで働いていることを誇りに思っている。従業員の91%は、EDF Energyの成功を確実にするために一層の努力をしている。

|                               | 2017年12月31日 | 2016年12月31日 |
|-------------------------------|-------------|-------------|
| 供給電力 <sup>(1)</sup> (単位: GWh) | 43,769      | 46,242      |
| 供給ガス (単位: GWh)                | 27,879      | 28,307      |
| 住宅用顧客口座数 (単位: 千)              | 5,160       | 5,221       |
| 従業員数 <sup>(2)</sup>           | 12,797      | 13,331      |
| 記録可能な事故発生率合計 <sup>(3)</sup>   | 0.59        | 0.68        |

(1) 最終顧客に提供された電力 (前年度における計測中断分を含む。)

(2) 産休中の従業員が含まれる。

(3) 記録可能な事故発生率合計は、1年間に発生した、休業災害、死亡事故、労働を制限するけがおよび医療処置を要するけが (応急手当を除く。) の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。全従業員ならびに代理店および請負業者の人員を含む。EDF Energy Renewablesおよびヒンクリー・ポイントCプロジェクトを除く。

## (イ) 戦略

EDF Energyの戦略は、安全で信頼性があり、かつ手頃な価格の低炭素電力の発電を通じて低炭素排出経済への移行を支えることに重点を置きながら、効率的で信頼できる方法で顧客のエネルギー需要および関連するサービスのニーズを満たす持続可能な長期的事業を目標としている。2020年プロジェクトの一環として、EDF EnergyはEDFグループのCAP2030により定義される高度なビジョンおよび目標に基づく詳細な行動計画を策定した。これらの活動はすべて、業界トップクラスの安全実績の維持および全事業にわたる費用効率の改善への注力により支えられている。

EDF Energyは、そのエネルギー供給事業において、より良く、速く、安く物事を行い、デジタル技術およびイノベーションを適用することで顧客エンゲージメントを可能にすることによって、その顧客がエネルギーを利用しやすくすることを目標としている。これは、国家プログラムの一環として、顧客の自宅および小規模な事業所にスマート・メーターを設置することも伴う。EDF Energyは、顧客に対して優れたサービスおよび利便性を提供する一方で、そのエネルギー消費や生産、ますますつながるスマートホーム (同じようにつながる公共建物、地域社会および都市) を最大限に活用できるように支援している。EDF Energyの目的は、最近取得した企業であるImtechを含むDalkiaとのエネルギー・サービスのジョイント・ベンチャーを通じて、エネルギー、炭素および費用の削減を提供するソリューションの検証および開発を行う事業体を支援することである。またEDF Energyは、エネルギー産業内の主要な変化に応じて、新規事業の機会および顧客向けのサービスを迅速に特定、発展および挑戦することを目標とするBlue Labを設立した。

発電においては、EDF Energyは、既存資産のオペレーショナル・エクセレンスの継続によって、また、新規投資ポートフォリオの開発によって、価値を創造することを目指している。EDFは、China General Nuclear Corporation (CGN) と連携して、EPR技術に基づき、サマセットのヒンクリー・ポイントにおける2基の新規の原子力ユニット (3.2GWの合計容量) を建設している。またEDF Energyは、2017年2月に公開討議の第2段階が行われたサフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトをCGNと協働して進めている。かかるプロジェクトからのフィードバックは現在検討されており、EDF Energyは、さらなる開発前の同意に基づく命令の適用に関する協議を通じてその利害関係者に関与し続けている。さらに、EDF Energyは、英国のためにエセックスのブラッドウェルにおいて、CGNのUK HPR1000テクノロジーに基づく新規の原子力発電所の開発を提案している。EDF Energyは、(EDF Énergies Nouvellesとのジョイント・ベンチャーである) EDF Energy Renewablesを通じて、およそ700MWの風力発電所を操業しており、新規の再生可能発電プロジェクトの開発も継続している。また、EDF Energyは、National Gridに対して周波数応答サービスを提供するためのウェスト・バートンBにおける新規の49MWの電力貯蔵プロジェクトの開発を含む、融通性のある資産の選択肢を検討している。

EDF Energyは、オペレーショナル・エクセレンスおよび安全で信頼性ある発電の継続を通じて、既存の原子力、石炭およびガス資産の価値の確保を目指している。2009年以降、EDF Energyはそのすべての改良型ガス冷却原子炉 (AGR) の耐用年数を平均で8年間延長した。これにより、英国は、引き続き、既存の原子力・低炭素エネルギーから可能な限り長く恩恵を受けるだけでなく、持続的な原子力に関連する雇用機会を創出し、英国内の原子力産業技術を維持する。しかしながら、交換不可能な大型部品により、AGRの耐用年数には技術的な限界があり、当社は、かかる限界に近づくにつれ、発電所の耐用年数の終了時期の最適化に努める。これは、安全および技術的な面での判断が許す場合、各原子炉の短期間の追加的な使用延長を含むことがある。また、ASRの耐用年数の終了時期の延長の一事情として、EDF Energyは、英国の既存の原子力発電所の操業におけるその専門技術を基に、原子力廃炉における新たな事業を展開する機会を模索している。

当社の発電施設に関するその他の重要な戦略的取組みには、ウェスト・パートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の運営の最適化および英国の発電容量の市場メカニズムに基づく石炭発電容量の残存耐用年数の最適化が含まれる。

## (ロ) 事業

### (a) 原子力発電

EDF Energyは、英国において、8.9GWの合計容量を有する8基の原子力発電所（15基の原子炉）を所有および操業している。2009年以降、Centrica plc (Centrica) は、原子力資産（新規の原子力発電所を除く。）を有する会社であるLake Acquisitions Limitedの20%の持分を保有している。

#### 原子力発電所の技術

8基の原子力発電所のうち7基は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）型発電所（ダンジェネスB、ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンBおよびトーンズ）であり、8基目のサイズウェルBは加圧水型原子炉（PWR）型発電所である。

#### 安全性および放射線防護

原子力の安全性は、EDF Energyの最優先事項である。

EDF Energyは、すべての既存のEDF Energyの原子力発電所の従業員および請負業者が受けた放射線量を最低限まで削減し管理するために、厳格な手続に基づき操業している。2017年において、EDF Energyの既存の原子力発電所の全従業員が受けた個別線量は平均0.041mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。2017年において個人が受けた最高線量は5.5mSvであった。

#### 原子力発電所の耐用年数

各発電所の実際耐用年数は、主に、発電所のセーフティー・ケースを裏付ける技術的および財政的な実現可能性に基づいて決定される。これは、各法定供給停止期間に、その後の稼働期間に関して、発電所の性能に関する検査、維持管理業務、試験および審査を行うことにより確認される。発電所の停止後は、原子炉を再開する前に、原子力規制局（ONR）の承認が必要である。法定供給停止期間と次の法定供給停止期間の間の稼働期間は通常、AGR発電所が3年、サイズウェルBが18か月である。

さらに、10年ごとに、発電所は、より詳細かつ広範囲にわたる構造上、操業上および組織上の安全性に関する定期安全審査（PSR）を受けなければならない。これについても、発電所の操業継続のためにONRの承認を得なければならない。2017年1月、ONRは、ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBのPSRを承認し、2018年1月に、ONRはダンジェネスBのPSRを承認した。ONRは現在、ハートルプールおよびヘイシャム1のPSRの評価を行っており、その承認は2019年1月に予定されている。ヘイシャム2およびトーンズのPSRは現在作成中であり、そのONRの評価は2019年に予定されており、2020年1月にONRに承認される予定である。

AGRは、名目上の耐用年数を25年間、サイズウェルBは耐用年数を40年間として設計されている。しかしながら、技術的情報ならびに操業経験および安全経験の集約により、AGRの予想耐用年数を見直すことが可能となった。EDF Energyが所有権を得る以前、AGRの耐用年数は、平均で10年間延長され、可能かつ経済的である限り、さらに耐用年数を延長することは、EDF Energyの意向であった。これには、各発電所への追加的な投資が必要となり、また技術面、安全面および経済面での正当性を示すことが必要となる。また原子力負債が増加する可能性があることから、原子炉廃炉当局（NDA）の承認が必要となる。

British EnergyがEDFによって取得されて以来、AGRの耐用年数は、平均でさらに8年間延長された。直近の延長は、2016年2月に公表された。ハートルプールおよびヘイシャム1は、さらに5年間延長され、ヘイシャム2およびトーンズは7年間延長された。

サイズウェルBの延長を支援する取組みはまだ実施されていないが、EDF Energyはおおよそ20年間延長することが可能であろうと見込んでいる。

#### 現在の操業年数（EDF Energyにより正式に記録され、NDAによる承認を受けている。）および閉鎖日

| 発電所         | 原子炉の種類 | 発電開始    | 発電所の耐用年数<br>(正式発表) | 耐用年数の延長<br>(正式申請済み) | 関連する<br>閉鎖予定日 | 定期安全審査<br>予定日 |
|-------------|--------|---------|--------------------|---------------------|---------------|---------------|
| ヒンクリー・ポイントB | AGR    | 1976年2月 | 47年                | 22年                 | 2023年         | 2017年         |
| ハンターストンB    | AGR    | 1976年2月 | 47年                | 22年                 | 2023年         | 2017年         |
| ダンジェネスB     | AGR    | 1983年4月 | 45年                | 20年                 | 2028年         | 2018年         |

|         |     |         |     |     |       |       |
|---------|-----|---------|-----|-----|-------|-------|
| ヘイシャム1  | AGR | 1983年7月 | 41年 | 15年 | 2024年 | 2019年 |
| ハートルプール | AGR | 1983年8月 | 41年 | 15年 | 2024年 | 2019年 |
| トーネス    | AGR | 1988年5月 | 42年 | 17年 | 2030年 | 2020年 |
| ヘイシャム2  | AGR | 1988年7月 | 42年 | 17年 | 2030年 | 2020年 |
| サイズウェルB | PWR | 1995年2月 | 40年 | -   | 2035年 | 2025年 |

## 発電所別の発電容量および発電量

| 発電所                | 容量 <sup>(1)</sup> (単位: MW) | 発電量 <sup>(2)</sup> (単位: TWh) |       |
|--------------------|----------------------------|------------------------------|-------|
|                    |                            | 2017年                        | 2016年 |
| AGR発電所             |                            |                              |       |
| ダンジェネスB            | 1,050                      | 5.7                          | 7.7   |
| ハートルプール            | 1,180                      | 9.3                          | 6.6   |
| ヘイシャム1             | 1,155                      | 6.3                          | 7.6   |
| ヘイシャム2             | 1,230                      | 10.3                         | 9.6   |
| ヒンクリー・ポイントB        | 955                        | 7.3                          | 7.2   |
| ハンターストンB           | 965                        | 7.3                          | 7.9   |
| トーネス               | 1,185                      | 8.9                          | 9.9   |
| PWR発電所             |                            |                              |       |
| サイズウェルB            | 1,198                      | 8.8                          | 8.6   |
| 合計                 | 8,918                      | 63.9                         | 65.1  |
| 負荷率 <sup>(3)</sup> |                            | 82%                          | 83%   |

(1) 発電容量は、National Gridから輸入された電力を含む、発電所自身の使用のための純電力消費量で計上される。

(2) 各年の発電量は、燃料補給のための、計画内および計画外の供給停止を反映している。

(3) 負荷率は、実際の発電量を各発電所が当該期間に相当する所定の発電容量で運営した場合に得られる発電量で除して、算出される。

## 既存の原子力発電所の操業に関する検討

2017年における原子力発電所の発電量は、2016年（65.1TWh）から1.2TWh減少して、63.9TWhであった。発電量の減少は、主に2017年における追加的な法定の供給停止、ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBにおけるさらなる原子炉2基の主要部点検のための供給停止、予定外の損失の増加ならびに（2016年が閏年であることによる）1日分の発電量の減少に起因し、これは、燃料交換における空運搬の減少および2014年におけるボイラー支柱の異常の発覚を受け、ヘイシャム1の原子炉1号機におけるその負荷が制限されて以来、8つのボイラーのうち7つの初めての年間を通した操業により相殺された。

2017年の発電量は、2006年のヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBの負荷軽減の実施以来2番目に最も多い発電量である。さらに、発電所の容量の修正を通じてこれらの負荷軽減を考慮に入れた負荷率は82%となり、発電所の耐用年数において2番目に最も良い実績となった。

計画的な法定の供給停止は、ダンジェネスBの原子炉21号機、ヘイシャム1の原子炉1号機、ハンターストンBの原子炉4号機およびトーネスの原子炉1号機で完了した。計画的な法定の供給停止は、サイズウェルBから開始され、2018年1月31日にユニット2が再稼働し、2018年2月1日にユニット1が再稼働した。かかる供給停止は、蒸気発生器への修理を行うために延長された。

## 放射性廃棄物の管理

英国において、放射性廃棄物は以下のとおり4つのカテゴリーに分類される。

- ・低レベル廃棄（LLW）。地表近くの処分ルートが存在する。ウェストカンブリアのドリッグに所在するLLW Repositoryを含む。
- ・中レベル廃棄物（ILW）。英国において利用可能なILWの処分ルートは存在しない。
- ・高レベル廃棄物（HLW）。これは、放射能のために温度が大幅に上昇する可能性のある放射性廃棄物と定義され、したがって、貯蔵施設および処分場を設計するにあたり、熱の要素が考慮されなければならない。
- ・高放射能廃棄物（HAW）。実質的に地表近くの処分に適さないHLW、ILWおよびLLWという。

LLWおよびHAWに関するEDF Energyの発電戦略は、英国政府およびスコットランド政府が廃棄物の階層（減量、再利用、リサイクル、回収）の適用に重点的に取り組んでいることを反映したものである。廃棄物のリサイクルおよび処分ルートの幅広い

利用は、カンブリアにおける低レベル廃棄物保管施設（LLWR）を最大限に利用するよう支援することとなる。現在、英国においては、LLWに関してのみ処分場が存在する。

HAWは、EDF Energyの各発電所の安全な専用施設において、中期的に貯蔵される一方、より長期間の国家によるソリューションがイングランドおよびスコットランドにおいては確立されている。

従来の契約上の取決めにに基づき、AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの核燃料再処理施設（NDAが所有する。）まで輸送され、再処理または長期貯蔵される。使用済AGR燃料の再処理工程から生じる発熱性HAWは、ガラス固化され、安全に長期貯蔵される。

サイズウェルBに関しては、使用済燃料は敷地内に貯蔵されており、EDF Energyは、発電所が引き続きサイズウェルBの耐用年数中に発生するすべての使用済燃料を安全に貯蔵できるようにするために、サイズウェルBに追加の使用済燃料乾式貯蔵施設を建設した。長期間の地表貯蔵の後、サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、将来の英国地層処分施設に送られ、処分される。

EDF Energyの事業の性格および従来の政府との相互関係から導かれることは、EDF Energyの発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物に関する戦略は、NDAの承認を受けているということである。しかし、EDF Energyは、当社のより広範な安全性、持続可能性および環境に関する方針を通じて、発生し続ける使用済燃料および廃棄物の改善および最小化を継続する方針である。

### 放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用－再編契約

再編契約は当初、旧British Energy グループ（EDF Energy Nuclear Generation Group（EENG））の財務状況の安定化を目的とする英国政府との合意の指導に基づき2002年から実施され、EDF Energy Nuclear Generation Groupの再編の一環として、2005年に締結された。

これらの再編契約により、以下のとおりとなる。

- ・再編の一環として英国政府が設定した独立投資信託である原子力負債ファンド（NLF）は、（国務大臣の裁量により、）その資産の範囲内で、以下に資金供給することに同意した。すなわち、（i）契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関する負債を含む。）、および（ii）EENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関する適格廃炉費用である。
- ・国務大臣は、以下に資金供給することに同意した。すなわち（i）NLFの資産を超える範囲で、かつEENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関連する契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関連する負債を含む。）および適格廃炉費用、ならびに（ii）上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値、適宜調整される。）として、EENGの使用済燃料の適格契約負債（特に、2005年1月15日以前のAGRの使用済燃料の廃棄物の管理のための負債を含む。）である。
- ・EDF Energyは、一定の除外されたまたは不適格の負債（主に発電所の危険または不注意な操業に起因する負債）の資金手当について責任を有し、またその子会社のNLFおよび国務大臣に対する関連する潜在的な義務はEENGの主要メンバーから保証を受ける。

EENGの数社（EDF Energy Nuclear Generation Limitedを含む。）は、2005年1月15日以降のAGRの使用済燃料（新燃料）の管理のため、現在NDAと個別の契約を締結しているが、セラフィールドへの移管後はこの燃料に関して責任を負わない。

国務大臣およびEDFは、Lake Acquisitions LimitedによるEENGの買収に関する本再編契約の限定的修正に、合意した。かかる修正は、とりわけ、そして限定的な除外事項に従って、本再編契約が課す権利・義務の大部分をEENGおよびその子会社にのみ制限し、したがって、EDFグループまたはEDFのその他の子会社に対し、同様の権利および義務は及ばないものとしている。かかる修正は、国務大臣またはNLFのEENGに対する契約上の資金提供コミットメントに影響しない。

買収後のEENGの信用格付の格上げの可能性を反映して、本再編契約に関して、一定の修正が行われた。特に、EENGは、最低限の現金準備額を維持しなければならない。上述の修正により、最低額は290百万英ポンドまで引き下げられた。かかる現金準備額は、EENGが投資適格格付を取得および維持しているかまたは投資適格格付を取得している第三者である金融機関もしくはより広範なEDFグループのメンバーおよびEENGのメンバーの間に同額の取消不能の信用枠が設定されている場合、さらに0英ポンドまで削減されることが可能である。

### （b）再生可能エネルギー発電

EDF EnergyおよびEDF Énergies Nouvellesのジョイント・ベンチャー企業であるEDF Energy Renewables（EDF ER）を通して、EDF Energyは、再生可能エネルギー資産を開発している。また、EDF Energyは、再生可能エネルギー発電事業者との間で電力購入契約を締結し、独立開発者を支援している。これは、再生可能エネルギーに関する義務（RO）遵守に向けたバランスの取れた取組みおよび顧客基盤への再生可能エネルギーの提供を確実にする。



EDF ERは、現在、2017年に稼働を開始したベック・バーン（31MW）を含む、合計発電容量704.2MWの36基の風力発電所を操業している。もう一つ、2019年初めに稼働開始予定である、EDF ERの今までで最大規模の陸上風力発電所であるドレネル（177MW）が現在建設中である。

EDF ERは、現在建設中の49MWの電力貯蔵施設に関して、技術的な範囲を拡張し続けている。かかる施設は、ウェスト・バートンの石炭火力発電所およびCCGT発電所に隣接して建設される。さらに、かかる施設は、2016年12月に行われた2016年供給量市場入札において、2020年10月に開始する引渡しに関する15年間の供給量市場契約を成功裏に獲得した。

2015年10月に業務を開始した、EDF EnergyおよびEDF Énergies Nouvellesのジョイント・ベンチャーであるEDF EN Services UK Limitedは、拡大し続け、今や完全保有するかまたは一部保有する25の風力発電所および外部によって保有される2つの風力発電所に対して維持管理業務を提供している。

### (c) 火力発電およびガスの貯蔵

| 発電所        | 所在地        | 稼働年   | ユニット数 | 発電所の種類                         | 発電容量<br>(MW) | 発電量 (TWh) |       |
|------------|------------|-------|-------|--------------------------------|--------------|-----------|-------|
|            |            |       |       |                                |              | 2017年     | 2016年 |
| コッタム       | ノッティンガムシャー | 1970年 | 4     | 石炭火力                           | 2,000        | 3.1       | 1.5   |
| ウェスト・バートンA | ノッティンガムシャー | 1970年 | 4     | 石炭火力<br>およびCCGT <sup>(1)</sup> | 1,987        | 1.7       | 1.2   |
| ウェスト・バートンB | ノッティンガムシャー | 2013年 | 3     | コンバインド・サイクル・ガス・タービン            | 1,332        | 6.6       | 5.3   |

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

2017年において、コッタムおよびウェスト・バートンAの石炭火力発電所は、4.8TWhの電力を発電した。これは、前年よりも増加しており、石炭火力発電ユニット8基のうちの7基の供給停止に加えて、ダークスプレッドが極めて低かった年としては、好調なパフォーマンスを示すものであった。ウェスト・バートンBのCCGTの発電量は、市場のスパーク・スプレッドの改善およびバランス・メカニズム業務の継続に牽引され、6.6TWhとなった。

2017年2月、CCGTを含むすべての石炭火力発電ユニットおよびすべてのCCGTユニットは、2017年に開始する1年間の供給量市場契約を、6.95英ポンド／kWの入札約定価格にて確保した。

EDF Energyは、チェシャー州において2つの中間サイクル・ガス貯蔵施設を運営している。2014年4月にEDF Tradingから買い取られたホール・ハウスは稼働しており、総ガス貯蔵容量は約18百万サームである。ヒル・トップ・ファームは、3つのドームを有し、2015年1月中旬に商業運転が可能となった。残りの2つのドームの開発が進んでおり、2018年末までに稼働が開始する予定である。

### (d) 顧客事業

|                   | 2017年12月31日 | 2016年12月31日 |
|-------------------|-------------|-------------|
| 顧客への供給電力(単位: GWh) | 43,769      | 46,242      |
| 顧客への供給ガス(単位: GWh) | 27,879      | 28,307      |
| 住宅用顧客口座数(単位: 千)   | 5,160       | 5,221       |

顧客事業は、英国全体の住宅用顧客および企業用顧客に対するガスおよび電力の供給ならびに卸売市場におけるEDF Energyの発電資産および顧客資産の最適な活用に関して責任を負う。

EDF Energyは、エネルギーを2つの主要顧客部門である住宅用顧客および企業用顧客に販売している。企業用顧客の規模は、大規模産業事業者から小規模民間事業者に及んでいる。EDF Energyは、住宅用顧客および非住宅用顧客に対して異なるリスク管理戦略を採用している。

#### 住宅用顧客

2017年中、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、12.4TWhの電力および27.8TWhのガスを供給した。2017年12月31日現在、EDF Energyは、当該部門で3.2百万の電力顧客口座および2.0百万のガス顧客口座を有していた。

## 競争

2017年10月末におけるCornwallの最新の市場シェアのデータによれば、中小規模の供給業者の合計市場シェアは、2017年1月末現在の16.5%に対して、約21%であった。6月末時点において、EngieおよびiSupply Energyを買収したVattenfallを含む中小規模の供給業者（ホワイトラベルおよびライセンス・ライトを除く。）が60社存在している。

EDF Energyは、2017年12月末現在、年初から約60,000個減少して、5.16百万個の製品勘定を有していた。製品勘定の残高は、2つの標準変動料金の変動および多数の固定料金廃止を経験しながらも、全体としては去年の水準から一定のままであった。市場シェアは直近12か月間維持されており、現在（直近の入手可能な数値は2017年10月31日現在のもの）10.3%である。

EDF Energyは、2017年中に大幅な販売量を確保した、極めて競争的な集团的スイッチ料金を提供するために、MoneySuperMarketおよびMoneySavingExpertと提携した。

2017年、同社は、顧客に対して1年間無料の暖房保証とエネルギー料金（青色＋暖房保証）を提供する、初となる「セット販売」料金を開始した。

## 規制の改正

2017年、標準変動料金の引上げに関する発表が、すべての主要な供給業者によって行われた。6月の総選挙前の政党宣言が公表され、より幅広い料金上限規制範囲をめぐってメディアの盛んな憶測が飛び交った後、2018年2月、脆弱な顧客に対する上限の導入が政府によって確定した。その詳細（残りの顧客に設定される水準を含む。）は、現在不明である。Ofgemは7月に、脆弱な顧客に対してより対象を絞った保証料金の導入を考えていることを発表し、また同社は（3年以上標準変動料金に服している）関心の薄い顧客についてのデータベースをターゲットとした行動を続けることを提案したが、2018年4月に予定されていた全国的展開は延期された。

新たな信頼法に関する協議および関連する審理の後、Ofgemは2017年の料金比較ウェブサイトにおける市場相場を完全に削除するよう協議する予定である。これにより、料金比較ウェブサイトは、比較用に手数料を支払っていない供給業者を、そこから除外することができる。

## スマート・メーター

総選挙の後、英国政府のビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、2020年までに住宅用顧客および企業用顧客に対してスマート・メーターを提供するコミットメントを強化した。2017年にEDF Energyは、顧客向けに約340,500のスマート・メーターを設置し、その大部分は組織内の業者によって設置された。同社は、2018年以降に必要とされる設置比率の引上げを後押しするために、契約している委託業者と協働している。スマート・メーター・プログラムの供給を維持するための、あらゆる合理的な措置が講じられている。国のIT・通信インフラ（DCC）が、延期の末、現在活用されており、供給業者はこのインフラを使用した第二世代のスマート・メーターを低容量から試し始めている。EDF Energyは、関連する内部ITシステムの変更（DCCに対して必要なインターフェースを含む。）および2018年を通して、DCCに接続された第二世代メーターの設置に向けた移行を計画している。

## 住宅用顧客サービス部門

EDF Energyは、Citizens Adviceの（住宅用の）苦情に関するリーグ・テーブルにおいて、2017年度第3四半期現在、すべての主要な供給業者の中で第2位のランクを維持した（これは2016年に最初に達成された。）。EDF Energyは、SSEを15ポイント下回り、リーグ・テーブルにおいて第3位のBritish Gasを50ポイント超上回っている。

2017年、EDF Energyは、すべての顧客の電子メールのうち78%に対して24時間以内に反応しており、83%のライブチャットを1分以内に開始している。カスタマー・サービスの電話への応答スピードの平均は、住宅用顧客については2分51秒で、年度中に受けたスマート・メーターに関する電話件数による影響を受けた。最新のWhichによる世論調査によると、顧客へのサービスは、その他のエネルギー供給業者と比較しても好意的であった。

EDF Energyの顧客は、連絡ルートを通じて受けているサービスについて、非常に肯定的であり、アドバイザー推薦スコアは+56となった。同社はまた、デジタル移行（デジタル・ネット・イーズ・スコア）について5点中4点を獲得し、顧客が同社のデジタル・アプリケーションの利用において満足していることを示す結果となった。年度中、取引の67%は、顧客が国内のセルフ・サービスのルートを使用することによって完了している。デジタル分野において著しい変化が生じており、顧客が当社と交流できる容易さの一助となっている。

## 非住宅用顧客

2017年において、非住宅用顧客部門は合計31.4TWhの電力（198,471の中小企業（SME）顧客口座に対して1.9TWh、工業用および商業用（I&C）顧客口座に対して29.5TWh）を供給した。英国における企業用顧客の電力市場は合計約180TWhであり、EDF

Energyは最大の企業用顧客向け供給業者となった。企業用電力市場のほぼ半分は、主要な事業者3社のみによって提供されている。

中規模の企業用向けは好調であり、取引量が多く、売上総利益も増加した。このセグメントにおける取引量は、毎月増加し続けている。2017年10月は、通常どおり、英ポンド/MWhのマージンへの圧力があって、極めて競争的であったが、全体的な業績は再び好調であった。

パートナーシップの面では、2017年の配電に係るすべての機会は、Scottish Procurement (SP) およびRoyal Mail Groupの延長、ならびにB&O (およびScrewfixの取得)、Jaguar Land RoverおよびVeoliaの保持を含め、予定されていたマージンで成功裏に更新された。さらなる成功には、Crown Commercial Servicesにおける需要反応の枠組みを獲得したことが含まれる。大口の企業用向けに関しては、Anglo Beef Processors (2017年10月、12か月、6 GWh) を成功裏に保持した。総マージン目標を達成するための2017年の春季キャンペーンは、現在進行中である。

## 卸売市場の最適化

### 一般的原則

EDF Energyのエネルギー購入ならびにリスク管理を取り巻く方針は、EDFグループの方針に基づき実行されており、総利益のボラティリティを制限する一方で、EDF Energyの事業が最適化され、そのサービスが競合価格で提供されることを確保している。

卸売市場最適化(WMO)部門の目的は、1つの場所におけるEDF Energyの卸売市場リスクを所定のリスク限度および統制の枠組みに収まるよう管理することである。WMO部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間に独自のインターフェースを提供する。また、WMO部門は、EDF Energy全体に対し、モデル作成サービスの提供も行うとともに、NDAおよびCentricaのような第三者との間で、資産担保商業用ストラクチャーの交渉および管理も行う。

### 電力の販売および調達

発電所が発電する電力は、EDF Energyの顧客事業内のWMO部門を通して販売される。2010年4月以降、原子力発電事業からの発電量の20%が、Centricaとの取引時点において締結される契約に従い、現在の原子力発電所の少数株主であるCentricaに個別に売却されている。残りの80%は、Centricaとの取引に用いられるものと同じ移転価格で、WMO部門に売却される。この移転価格は、公表される市場価格に基づき、流動性が許す場合は、先物電力価格に向けて平準化される。

自己の発電量を超える場合、EDF Energyは、主に再生可能エネルギー発電事業者およびCHP発電事業者との間で締結される電力購入契約による輸出電力を通じて電力を調達する。2017年、EDF Energyは、この経路からおよそ6.1TWhを取得した。

2017年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約21.6TWhの売越しであった(仕組取引を含む。)。2017年において、EDF Energyは、約48.7TWh売却し、27.1TWh購入した。

### ガス、石炭および炭素に関する権利の調達

石炭およびガス契約(現物および財務の)ならびに二酸化炭素排出権に関する契約が、その電力発電所およびガス消費者の必要量のヘッジを目的として、EDF Energyにより締結された。

購入は、石炭およびガス資産の発電予測ならびに石炭の目標貯蔵水準に基づき行われる。2017年におけるEDF Energyの石炭供給量はすべて、国内供給業者からのものであった。

## (e) 新規の原子力発電所建設事業

### 新規の原子力発電所(NNB)建設活動

2015年10月21日、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation (CGN) は、サマセットのヒンクリー・ポイントC(HPC)におけるEPR原子炉2基の建設の共同出資に関する戦略的投資契約を締結した。また契約には、サフォークのサイズウェルC(SZC)およびエセックスのブラッドウェルB(BRB)において原子力発電所の開発を行うプロジェクトに関する英国とのパートナーシップが含まれる。

HPCの最終契約は、EDF SAの2016年7月28日付取締役会で最終投資決定(FID)がなされた後、2016年9月29日に締結された。HPCは、EDFにより66.5%、CGNにより33.5%保有される。

かかる契約の締結は、英国における新規の原子力発電所建設プログラムの開始を示すものであり、また、EPRの包括的設計審査の実施および原子力発電所用地許可の取得から敷地における作業開始に至るまで、準備と計画に費やされた10年間に続いたプロジェクトの開発段階が終了したことを示すものである。

2016年9月下旬にHPCに関する契約が正式に締結されてから、数々の節目をもたらすこととなった膨大な規模の建設作業が行われている。これらの作業には、敷地の最初の永久構造物に対する、安全規格に従ったコンクリートの初となる流し込みおよ

び2つのバッチャープラントの完成が含まれる。安全性は、EPRの設計における最重要点である。同じEPR技術は既に、フランスのフラマンビル（「第2 3（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」を参照。）および中国の台山（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）台山のEPR」を参照。）においてEDFが現在建設している新規原子力発電所で展開されている。英国の規制上の要件およびヒンクリー・ポイントCの施設の仕様に適合したこの同じ技術を使うことにより、実現する建設設計および一連の発電所の運営の標準化に効率性がもたらされる。

## ヒンクリー・ポイントC（HPC）

### 資金調達

戦略的投資契約に基づくHPCにおけるEDFの持分は66.5%であり、CGNの持分は33.5%である。

EDFは大株主であり続ける意向であり、英国政府の事前の承諾なしに、HPCの建設期間中にその支配権を売却しないことを英国政府と合意している。EDFは、50%以上の持分を維持しながらも、その他の投資家に対してこのプロジェクトへの参加を募る意向である。

また2016年9月29日、インフラ・プロジェクト当局（IPA）は、女王陛下の大蔵省との間で保証契約を締結した。これらの契約の下、20億英ポンドを上限とする保証額の第1回のトランシェが、前提条件の履行を条件として、利用可能となる。EDFは、英国政府に対して、当グループが保証を利用する意向はないことを確認した。保証の取消しは2018年2月5日に有効となった（EDFグループより発表された2018年2月16日付プレスリリース「2017年度年次報告書」の「英国」と題する項目を参照。）。プロジェクトの資金調達は、エクイティ出資により行われる予定である。

### プロジェクト費用およびタイムライン

2016年9月に最終投資決定がなされた後、EDFは、HPCプロジェクトの費用およびタイムラインの再検討を実施した。

プロジェクト会社（NNB）のチームと協働して行われた再検討の結果は、以下のとおりとなった。

- ・2019年半ばに予定されている、原子炉建屋のユニット1における原子力安全規格に従った最初のコンクリート工程に関する節目として、タイトなスケジュールで行われている最終設計が2018年末までに完了する予定である。
- ・プロジェクトの完成に係る費用は、2015年の英ポンド換算で実質19.6十億英ポンドと見積もられており、従前の評価と比較して、2015年の英ポンド換算で1.5十億英ポンド（中間利息およびプロジェクトのベンチマーク為替（1英ポンド=1.23ユーロ）と比較した為替の影響を除く。）の増加となった。この見積もりは、とりわけ供給業者との協働で行われる、好調な業務上の行動計画を想定したものである。追加の見積費用（行動計画の影響額は含まない。）は、主として、英国の規制当局の要件に適合する設計への理解の深まり、現場の作業量および作業の優先順位付けならびに供給業者との契約の段階的な実施の結果として生じるものである。EDFの予測利益率（IRR）は、当初の約9%（2017年7月の為替（1英ポンド=1.16ユーロ）で算出されたIRR。為替の変動はIRRに影響を及ぼす可能性がある。）に対して、現在は約8.5%（2017年7月の為替（1英ポンド=1.16ユーロ）で算出されたIRR。為替の変動はIRRに影響を及ぼす可能性がある。）と見積もられている。
- ・納期の遅延リスク（COD）はユニット1について15か月、ユニット2については9か月と見積もられている。かかるリスクは、2015年の英ポンド換算で約0.7十億英ポンドの潜在的な追加費用を伴うものである。この仮定に基づくEDFのIRRは、約8.2%（2017年7月の為替（1英ポンド=1.16ユーロ）で算出されたIRR。為替の変動はIRRに影響を及ぼす可能性がある。）となる。

全体的なスケジュールに関して、プロジェクト・チームは総動員されており、2025年末までにユニット1を引き渡す目標が達成できるよう、行動計画を実施している。

EDFとCGNとの間の契約には、予算超過または遅延が生じた場合のキャップ付き補償メカニズムが含まれる。これらの契約は、機密条項に服する。

### プロジェクトの進捗

プロジェクトは、2017年に以下の目標を達成した。

- ・（配線を収納する接続されたトンネル網であり、敷地における最初の永久構造物である）ギャラリーにおける最初の原子力安全規格に従ったコンクリート工程。
- ・敷地のキャンパスにおける宿泊施設の建設の開始。
- ・エンジニアリング管理センターによる、デリバリー管理センターにおけるギャラリーのプレストレス（PSG）の配置に関する設計論文の引渡し（PSGは、原子炉建屋の格納容器の下にあるトンネルの形状をした円形構造物である。）。この tendon から与えられる「ストレス」によって、事故が生じた場合、原子炉建屋が高い内部圧力に耐えることが可能となる。
- ・ギャラリーにおける最初の安全規格に従ったコンクリート工程およびデリバリー管理センターにおけるポンプ場の基礎に関する設計論文の引き渡し。ポンプ場は、原子炉と取水トンネルおよびチャネル（取水トンネルに堆積物が侵入することを防

ぐための、大きな水域の反対側にある人工的な溜め池）を通じた冷却に使用する塩水との間のインターフェースの役割を果たす。

・CRF配管と呼ばれる冷却水配管の設置作業の開始。

2017年末現在におけるこれまでのプロジェクトに係る支出は、4.6十億英ポンド（中間利息を除く。）であった。

### 原子力規制局（ONR）の英国オフィスとの交流

近年ONRは、サプライ・チェーンの品質保証に関する取り決めに検証するために、初めて調査を実施した。かかる調査は、講じられている措置が適切であり、AREVAのクルーズ・フォルジュに関する事故から得られた教訓および最初の安全規格に従ったコンクリート工程が、サプライ・チェーンを通じて実践・実施されていることを保証するものである。

全体として、ONRは、調査結果に満足しており、プロジェクトの過程で多大な努力がなされていることを認識した。

### 機器の製造

Framatomeのクルーズ・フォルジュ工場における製造は、現在再開されている。さらに、プロジェクト・チームは、HPCプロジェクト・チームを議長とする運営委員会を通じた、Framatomeにおける安全性および品質の改善計画を監視することに忙しい。

**差額決済契約**（契約の条件は、英国政府のウェブサイト（<https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>）にて入手可能である。）

報告書に記載されるリスクについて、配電の期限（ユニット1については15か月、ユニット2については9か月）は、締結された契約で設定されている配電の期限より短い。

HPCプロジェクトの関係会社であるNNB Generation Company (HPC) Limitedおよびエネルギー・気候変動省（DECC）は、2014年10月に欧州委員会により承認されたHPCのCfdの全条項に関して、2015年10月付で合意した。

Cfdは、2016年9月29日に、英国政府との間で締結されたその他すべての契約と並行して締結され、稼働開始から35年間にわたり、行使価格と市場価格の差額に基づいて行われる補償を通じて、HPCによって生成され、販売された電力から生み出される収益に保証を付与する契約である。

発電所の稼働開始日以降、発電事業者が市場で電力を販売する際の基準価格が、契約条件に基づく行使価格よりも低い場合、発電事業者は追加の支払いを受け取る。基準価格が行使価格よりも高い場合、発電事業者が差額を支払う義務を負う。

Cfdの重要な要素は以下のとおりである。

- ・サイズウェルCプロジェクトが開始された場合（すなわち、最終投資決定がなされた場合）、HPCの行使価格は、EPR原子炉について被った最初の費用がHPC施設およびサイズウェルC施設にわたって共有されることを反映するために、92.50英ポンド/MWh（2012年）または89.50英ポンド/MWh（2012年）に設定される。
- ・行使価格は、消費者物価指数（CPI）を通じて英国のインフレに完全に連動する。
- ・この契約は、開始日から35年間存続する。ユニット2について、契約で定められた商業的稼働開始日から8年超遅れた場合、Cfdにおける利益が変動する可能性がある。原子炉2基のうち1基がその特定の期間内に稼働開始した場合、調整は部分的である。
- ・このプロジェクトは、一定の不利な規制および法律の変更から保護される。また、15年目および25年目における（使用された仮定によって増加したかまたは減少した）費用を検討するための規定ならびに廃炉および廃棄物管理に係る費用の一定の条件（資金調達による廃炉プログラム）を検討するための規定が策定された。
- ・HPCプロジェクトの建設において節約が達成された場合、かかる節約分は、電力価格の引下げにより、消費者にも享受される。

Cfdにおいて、販売量に関する保証は明記されておらず、またその上限も存在しない。しかし、当該契約は、規制の変更または市場の変化に伴う取消しのリスクから保護されている。

### 主要なプロジェクト・リスク

これらのリスクに関する詳細は、「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」を参照。

この規模の他のプロジェクトもそうであるように、プロジェクトは、たとえCfdが保護役を担っていたとしても、最終投資決定後にEDFが行った詳細な検討によって評価された、時期および予算超過に関するリスクを負うこととなる。

### ブレグジット

2016年6月23日、英国は欧州連合からの離脱を投票により決定した。

- ・プロジェクト費用の約3分の1はユーロ建てであることを留意すべきである。これにより、当該プロジェクトおよびEDFグループは、英ポンド／ユーロの為替レートの変動に晒される。ユーロに対して英ポンドが下落した場合、以下の現象が引き起こされる。
  - －英ポンド建てのプロジェクト費用が増加する。英ポンド建てのプロジェクトの予測利益率（IRR）は保護されない。
  - －当グループの負債が減少する。
- ・長期にわたる投資ホライズンにより、EDFは英ポンド建ての投資を補填するために段階的な戦略を施行している。
- ・HPCプロジェクトは、Cfd期間における電力の市場価格の変動から保護されている。

## ユーラトム条約

当グループは、英国の離脱がユーラトム条約および当グループの事業に対して及ぼす可能性のある影響ならびにリスクを緩和するために必要な措置を検討している。

英国政府は、原子力保障措置法案を2017年10月に提案した。当該法案は、法案委員会において検討され、2017年11月に無修正で有効となった。次の段階として知られる報告段階後、貴族院の検討の前に庶民院において当該草案の最終的な読上げが行われる。かかる最終的な読上げのための日程は発表されていない。

当該草案は、主として欧州原子力共同体（「ユーラトム」）の英国のメンバーシップによって規定された現行の法的枠組みを置き換えるために、英国で運営するための原子力保障措置の管理体制の法的枠組みを策定する。

英国は、国際原子力機関（IAEA）の加盟国であり続け、英国が関連する国際的基準を満たし続けることを保証するための国際的な関係者との新たな協定に関する取組みが行われている。

## 資金調達による廃炉プログラム（FDP）

資金調達による廃炉プログラム（FDP）に関する契約は、2016年9月29日に締結された。原子力事業者は、法定要件によってFDPを有さなくてはならず、そのFDPに基づき独立したファンド会社が資金を調達し、原子炉の発電後の廃炉に係る費用を支払うために積み立てられた資金を管理する。

Nuclear Decommissioning Fund Company（FundCo）は、2008年エネルギー法に従い設立され、FDPを導入することにより廃炉に係る費用を提供することをその目的とする。

FundCoは、契約が締結されてから初めての取締役会を開催し、2016年度の法定財務書類が承認された。

FDPの全般的な目的は、以下について事業者に必要な引当金を確保させることである。

- ・施設の廃炉費用の全額
- ・廃棄物の安全な管理および廃棄につき、事業者が負担する費用の全額。これにより公的資金に依存するリスクが少なくなる。

## サイズウェルC

HPCに関する契約と並行して、SZCプロジェクトの資本に関する契約が2016年9月29日付で調印された。EDFおよびCGNは、第三者によって融資される2基のEPRの建設および操業を行うためのプロジェクトの最終投資決定がなされるまで、サフォークのサイズウェルCの開発に関する原則的合意の主な条件につき調印を行った。

最終投資決定がなされた後、EDFは開発段階から参加し、EDFは80%の割合で出資し、CGNは20%の割合で出資する。

計画プロセスに従って、第2回目の正式な協議は2017年2月に終了し、多数の意見が述べられた。かかる意見は検討されており、一般協議における次の段階の計画および発電所に対する提案を作成するために役立つ。

## ブラッドウェルB

2016年9月29日、EDFおよびCGNは、英国版の第3世代HPR1000華龍原子炉に関し、英国の原子力安全規制機関に対して設計認証（包括的設計審査）の共同申請を行うことについて、契約を締結した。HPR1000は、中国における防城港のCGN発電所のユニット3に設置される予定で、これは、華龍の英国版の設計を開発する両社にとって、基準となる発電所である。

開発段階において、CGNは66.5%の割合で、EDFは33.5%の割合で出資する予定である。

2017年1月、CGNおよびEDF Energyは、英国のHPR1000の原子力技術のための包括的設計審査のプロセスを開始した。これは、ビジネス・エネルギー・産業戦略省が規制機関に対して審査を開始するように要求した後に開始され、エセックスのブラッドウェルにおける原子力発電所を建設することの許可を取得するための厳格および綿密なプロセスの第1段階である。

原子力規制局（ONR）および環境庁は、第2段階への移行を承認したことを2017年11月に発表した。これは、英国版のHPR1000の技術の設計に関する高レベルな技術的審査の始まりを意味する。

ブラッドウェルBプロジェクトは、初期段階にある。より詳細に現場および周辺的环境を理解するためにさまざまな技術的調査を完了させなければならない。この一環として、早期の現場調査および評価の作業が必要であり、CGNおよびEDFは現在計

画を開始し、取り掛かり始めている。かかる調査は、掘削孔を掘るなど、その他の調査研究を伴う。かかる研究のための計画申請は、現地の自治体により2017年12月に承認された。

かかる研究の結果および所見は、発電所の提案に対する情報提供を行うために活用される。

EDFグループおよびそのパートナーであるCGNは、サイズウェルCおよびブラッドウェルBの開発に対して総額1.1十億英ポンドを上限とする融資を行うことを約束しており、建設に関する最終投資決定は後日なされる予定である。

## (ii) イタリア

### (イ) EDFグループのイタリアにおける戦略

イタリアのエネルギー市場は、欧州の電力市場およびガス市場の両方における重要性の高さ、フランス市場との繋がりならびに地中海沿岸地方における主要な地位から、EDFにとって強い戦略的利益を示している。

大多数の欧州エネルギー・システムと同様に、イタリアの市場はいくつかの困難に直面している。現在の地位ならびにガスおよび電気エネルギーのバリュー・チェーンにおける総合的なプレゼンスにより、Edisonは、CAP2030の優先事項に基づく効率性および収益性を追求する一方で、市場の変化から創出される機会の獲得に適した地位にいる。

2017年において、Edisonは、以下の主要な進展要素に沿って、改革戦略を実施した。

- ・ Edisonは、革新的な提供を行うことにより、イタリアの市場における地位を強化する目標を有する。Edisonブランドの確立した地位に基づき、Edisonはガスおよび電力の個人顧客ポートフォリオを成長させることを目指している。最終市場との近接性を高める目的で、とりわけ企業用顧客、第三次産業および行政に対し、特にエネルギー・サービスの開発および低炭素エネルギー提供を通じた質の高い提供を強化することを目指している。
- ・ イタリアにおける発電ポートフォリオを最適化し、二酸化炭素の排出を削減するために、Edisonは、一方では水力発電への特定の設備投資の促進および風力発電プロジェクトの開発により、再生可能エネルギーによる発電を2030年までに発電ポートフォリオの40%まで増加させることを目指し、他方では最も効率的な資産に火力発電ポートフォリオ（最先端の高効率低排出発電所を含む。）を集中させることを目指している。
- ・ ガスの分野において、Edisonは、EDFグループのガス事業の基盤となっている。その蓄積された知識により、同社は、EDF Tradingとともに、EDFの監督下で、EDFのガス事業および資源のすべてについて総合管理を提供している。これに関連して、2017年8月1日より、EDFは、業務契約を通じて、資産管理および上流部門の業務展開（ガス供給、契約管理ならびに中長期の最適化、輸送および貯蔵を含む。）をEdisonに委託している。また、Edisonは、現在のポートフォリオの最適化に留まらず、EdisonおよびEDFグループの競争力の向上ならびに供給の柔軟性および安定性の強化を図るために、ガス市場としてのイタリアの成長に貢献することを目指している。
- ・ E&P（探鉱および生産）の分野において、Edisonは、主にイタリアおよび地中海沿岸地方における資産ポートフォリオの評価を、ガスおよび電力のバリュー・チェーンと統合することによって、行う予定である。

### (ロ) EDFグループのイタリアにおける事業

2017年末現在、当グループは、主にイタリアの電力市場およびガス市場の主要事業者であり、認知度の高いイタリアのブランドであるEdisonの株式を97.446%保有することにより、イタリアにおいて事業を行っている。

環境サービスに特化したEDFの完全子会社であるFeniceは、2016年4月1日より、Edisonに統合されている。かかる取引は、イタリア市場のエネルギー・サービスにおいて、より包括的かつ多様な提供を行う主要な事業者となるためのEdisonの戦略的な目標に沿ったものである。

またEDFグループは、CitelumおよびEDF Énergies Nouvellesのイタリアにおける子会社を通じて、イタリアにおいても事業を行っている。

2017年のイタリア市場における電力消費量は、夏の間の気温が特に高かったことにより、2.0%または6.1TWh増加して、320.4TWhとなった。消費量の増加分は、純輸入量および純発電量が0.7TWh（+2.0%）増加して2017年には285.1TWh（2016年と比較して+5.3TWh）となったことにより補われた。とりわけガス火力発電による火力発電量の4.6%の増加および太陽光発電量の14.0%の増加は、水力発電量の14.3%の減少を補って余りあるものとなった。

2016年の発電関連データ（AEEGにより公表されたデータ。2017年のデータは、2018年半ばに入手可能となる。）によると、Edisonは、EnelおよびEniに続き、全国レベルで3番目に規模の大きい電力会社である。2017年において、Edisonのイタリアにおける純発電量は19.7TWhであり、イタリアにおける純発電量の約7%を占めた。

ガスの国民需要は、電力消費量の増加ならびに水力発電量および石炭火力発電量の減少に関連して発電におけるガスの使用量が8.7%増加したことにより、2016年と比較して+6.1%の増加となり、74.7Gm<sup>3</sup>となった。また工業用の利用は6.9%増加し、冬の気温が低かったため住宅での消費量も3.5%増加した。

イタリアの天然ガス輸入量は、国の需要の93%を占め、Edisonはこの輸入量のうちの22%、すなわち15.1Gm<sup>3</sup>を占めた。

イタリアおよびイタリア国外における当グループのEdisonを通じたガスの生産量は、2016年から7.7%増加して、2.1Gm<sup>3</sup>に達した。

石油およびコンデンセートの生産量は、2017年において3.4%減少して4百万バレルに達し、このうち1.9百万バレルがイタリアにおいて生産された。

## (ハ) Edisonの事業

### (a) 発電事業



2017年12月31日現在、Edisonのイタリアにおける設備発電容量は、2016年と比較して3%減少して、2017年において6.4GW（純発電量は19.7TWh）であった。これは、主として、2016年8月におけるTermica MilazzoのCCGT発電所および2017年3月におけるGeverのCCGT発電所の売却により、また当年度中の気象条件が好ましくなかったため、火力発電量および水力発電量が減少したことに起因する。

現在、Edisonの発電所は、水力発電所89基、火力発電所18基、風力発電所33基、太陽光発電所5基およびバイオマス発電所1基で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）は発電量の84%を占める一方で、水力発電は発電量の11%、風力発電および太陽光発電は併せて発電量の5%を占める。

Edisonは、全国平均と同水準の2.2TWh（2016年から11.3%減少）を発電した約1,132MWの水力発電施設を操業している。

Edisonは、2016年に水力発電ジョイント・ベンチャー2社、Hydros（40%）およびSel Edison（42%）の株式持分と引換えに、チェッリーナ川に位置するAlperiaの水力発電施設の100%を取得し、またピエモンテおよびフリウリ・ヴェネツィア・ジュリアにおける9つの小水力発電所を取得したが、それに続いて2017年にその発電所を強化した。具体的には、同社は、ピッツィゲットーネのアッダ川に4.2MWの小水力発電所を建設し、ピエモンテにあるTavagnascoの4.8MWの発電所を取得した。Edisonの小水力発電部門を展開する戦略は、ミラノ証券取引所のAIM（オルタナティブ投資市場）の上場企業で、主にピエモンテおよびロンバルディアの灌漑用運河に位置する15基の発電所を所有している、Frendy Energyの50.1%を取得したことによっても裏付けられた。同社に対する支配持分を取得後、Edisonは、残りの49.9%を取得するために11月に同社株式の公開買付けを開始し、その結果、2018年1月にFrendy Energyの全株式の72.9%を取得した。

再生可能エネルギーの分野においても、F2iファンドと共同で2014年に設立され、F2iファンドが資本金の70%を保有し、（自身もEdisonにより83.3%、EDF Énergies Nouvellesにより16.7%保有される）Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili（EPER）が残りの30%を保有する会社、E2i Energie Speciali srl（E2i）により、Edisonは必要な規模を維持した。

E2iは、594MWの再生可能エネルギー資産（Edisonから82%、EDF EN Italiaから18%拠出された。）を保有し、生産するエネルギーの100%をEdisonへ譲渡しており、Edisonはこれを発電ポートフォリオの総合管理に使用している。

Edison（30%）およびEDF EN Services SA（70%）が所有する会社であるEDF EN Services Italia SAは、かかるプラットフォームの運営および維持について責任を負っている。

2016年末にE2iは、風力発電部門の事業を発展させるために、一般入札において風力発電所の建設、改造または拡張に関する8つのプロジェクトを獲得し、その合計設備容量は165MWであり、うち153MWは補助の対象となる料金保証付きである。11月に、欧州投資銀行（EIB）がEdisonに対して総額150百万ユーロの与信枠（15年満期、利用可能期間24か月）を提供し、これによりE2iの8つのプロジェクトのための資金調達完了した。建設工事の完了により、E2iのポートフォリオの設備容量は、700MW超増加する。

2017年11月、Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili（51%）およびE2i（49%）が所有する会社であるEolo Energia Srlは、Alerion（イタリアの大手風力発電会社の1つ）に対する22.9%の持分を、同社株式の100%を求めてFri-el Green Powerが開始した強制的株式公開買付けにおいて売却した。イタリアの市場当局であるCONSOBの要請で、暗黙の共謀により新規株式公開が実施された。

売却価格は、2016年末にEolo Energiaが開始した任意の株式公開買付けにおいて支払った金額が1株当たり2.46ユーロであったのに対し、1株当たり3.0ユーロであった。

さらに、EdisonおよびF2iとのパートナーシップ以外でも、EDF ENはイタリアにおいて事業を行っている（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

Edisonは、発電所の運営を合理化し、そのポートフォリオの効率性および柔軟性を高めるために、2017年3月2日に、Geverに対する51%の持分を、Burgo製紙工場を運営している会社であるBurgoに売却し、7月にはParco Eolico Castelnuovoに対する50%の持分を売却した。

国際的には、Edisonはギリシャにおける確立したプレゼンスから恩恵を受けており、Hellenic Petroleum、Hellenic Energy and Development（Hellactorグループ）およびHalcorと38%の株主持分を有するElpEdison SAを通じて、ギリシャにおける主要な電力事業者の1つとなっている。ElpEdisonは、Edisonにより建設され、民間利用者向けの市場において電力を販売している2つのCCGT発電所（1つはテッサロニキ（389MW）、もう1つはティスヴィ（410MW））を有している。

最後にブラジルでは、Edisonが50%を所有する子会社であるIbiritermoが、226MWのCCGT発電所を操業している。

## （b）炭化水素分野における事業

ガス戦略の実施において、EDFグループはEdisonを通じて、天然ガスの探鉱および生産から直接販売という一貫したバリュー・チェーンに従って、発展させた経験から恩恵を受けている。

イタリアにおけるEdisonのガス供給ポートフォリオは主として長期契約に基づいており、2017年のガス供給ポートフォリオには、ガス・パイプラインおよびLNGを通じた約15.1Gm<sup>3</sup>の輸入量ならびに0.4Gm<sup>3</sup>のイタリアにおける自己生産および5.8Gm<sup>3</sup>の市場からの購入が含まれている。

2017年、イタリアにおける最終顧客へのガスの販売量は、（2016年の21.9Gm<sup>3</sup>と比較して）21.3Gm<sup>3</sup>であった。Edisonは、4.5Gm<sup>3</sup>のガスを産業部門に、2.4Gm<sup>3</sup>のガスを住宅用顧客に、7.3Gm<sup>3</sup>のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に、7.1Gm<sup>3</sup>を卸売市場に供給した。

近年、Edisonは、供給業者とのガスの輸入に関する長期契約を修正した。かかる手続により、とりわけ、2015年末に国際仲裁裁判所が仲裁判断を下したEdisonに有利となるリビアとのガスに関する長期契約の価格改定が行われ、また2016年にその他の2つの商業契約において、カタールおよびリビアとのガス供給契約に関し、購入価格が市場の条件に沿うよう価格改定が行われた。

探鉱および生産において、Edisonは、2017年末現在、イタリアでは60、国外では45の委託および探鉱の許可を有しており、また約36.5十億立方メートルに相当する埋蔵量も有していた。国外では、Edisonの最も重要な資産は、エジプトのアブキール・ガス田であり、Edisonは、2009年初頭において最初の期間が20年で10年ずつ延期可能な、かかるガス田の探鉱、生産および開発の権利を購入した。2017年末に、EdisonがSonatrec、RepsolおよびDEA Deutsche Erdoel AGとともに11.25%の持分を所有するコンソーシアムは、アルジェリアのサハラ砂漠にあるレグーヌ・ノール・ガス田の生産を開始した。最後に、Edisonは、クロアチア、英国およびノルウェーにおいても事業を展開しており、それらの国で北海、ノルウェー海およびバレンツ海に対するライセンスを有している。

## ガス・インフラ

Edisonは、ギリシャとイタリア（ITGI-Poseidon）、ギリシャとブルガリア（IGB、ブルガリアと50／50の割合のパートナーシップ）およびギリシャとキプロス（EastMed）を繋げることを目的とした様々なプロジェクトの開発に参与している会社であるIGI Poseidon（Edisonが50%を保有）等の、様々なガス輸入インフラ・プロジェクトに参与している（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。

Edison、DepaおよびGazpromは、2017年、イオニア海の海底のギリシャとイタリアを結ぶガス・パイプライン・プロジェクトの開発を通じて黒海からロシアのガスを供給するための南方ルート確立に向けた協力協定を締結した。かかるプロジェクトは、ITGI-Poseidonプロジェクトにより既に開発された事業からの恩恵を受けることができる。

非戦略的資産の合理化を図り、再生可能エネルギー発電市場のリーダーとなることを目標とした投資計画への資金援助を行い、住宅用顧客ポートフォリオを拡大するために、Edisonは、2017年10月に、ロビゴ洋上再ガス化ターミナル（年間8Gm<sup>3</sup>）を運営する会社であるAdriatic LNG Terminalに対する7.3%の持分を、Snam SpAに売却した。それでもなお、Edisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II（RasGas II）とともにカタールから輸入したガスの再ガス化を行うために、このターミナルの発電容量の80%（すなわち年間6.4Gm<sup>3</sup>）の利用を維持している。これと同時に、Edisonは、カヴァルツェレおよびミネルビオ間のガス・パイプラインを所有し、管理している会社であるInfrastrutture Trasporto Gas SpA（ITG）の全株式を、Snam SpAに売却した（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（e）規制業務」を参照。）。

## （c） 販売および供給事業

2017年、Edisonは、イタリアにおいて（2016年には91.2TWh、すなわち19%減の）73.7TWhの電力を販売した。このうち、19.7TWhは発電によるものであり、54TWhは市場での購入によるものである。最終顧客への販売量は10.9TWhであり、主に企業用顧客市場への販売量が減少したことにより、2016年と比較して5.6%減少した。2017年末現在、Edison（Gas Naturalを除く。）は、企業用顧客と住宅用顧客の両方の部門において、約494,000の電力顧客および約480,000のガス顧客に供給している。

2017年10月、Edisonは、Gas Natural Fenosa（Gas Natural）との間で、Gas Naturalが所有し、イタリア市場における天然ガスおよび電力の販売管理を行っている会社であるGas Natural Vendita Italia（GNVI）の取得に関する法的拘束力のある契約を締結した。約420,000の住宅用顧客および15,000の中小企業（ガスの販売量は年間3.3TWh）ならびに電力部門においては約53,000の住宅用顧客および中小企業で構成されるポートフォリオを有するGNVIの取得により、Edisonはその顧客ポートフォリオを50%拡大することができる。GNVIの顧客基盤は、主に、非常に低い解約率を特徴とするイタリア中央部および南部に所在する顧客で構成されており、これによりEdisonは同国におけるプレゼンスを拡大することができる。これと同時に、Edisonは、90,000件の契約を有し、住宅用ボイラーの保守に特化した会社であるServigasを取得した。

Gas Natural Vendita Italiaの取得は、2018年2月22日に完了した。

さらに、Servigasの事業は、Edisonが2017年3月に株式の51%を取得した（残りの49%は国際的グループであるHome Serveが保有している）Assistenza Casaの事業との相乗効果を示している。同社は、約1,400の業者および300,000の顧客で構成されるネットワークを有し、家電および「スマートホーム」機器の設置および保守の革新的なサービスを提供しており、これによ

りEdisonは、付加価値サービスを通じて電力およびガスの提供を拡大することができる。販売およびマーケティングにおいて、Edisonは、個人および中小企業部門への電力およびガス販売を伸ばし続けており、顧客関係において卓越し、また厳選された忠実な顧客に的を絞ることを目的に掲げている。並行して、Edisonはエネルギーに関する顧問的アプローチを強めることにより、企業用顧客市場の第一人者としての地位を維持することを意図している。販売プロセスは2016年においても改善し続けており、顧客に対するより良いサービスへと繋がった。顧客満足度の上昇は、低炭素商品の開発および部門別の目標とする付加価値サービスと組み合わせることにより、最終市場との繋がりが強化され、顧客基盤の拡張の条件が整えられる。

#### (d) エネルギー・サービス市場における事業

Edisonの組織は、当グループの戦略的な優先事項に沿って、サービス市場ならびにエネルギーおよび環境に係るサービスの開発、販売および管理におけるEdisonの拡大に貢献する目標掲げるエネルギー・サービス市場部門を創設したことにより2016年に強化された。

FeniceおよびEdison Energy Solutionsの事業は、かかる新部門に統合された。主要な企業用顧客、中小企業および三次顧客に向けたエネルギー効率化プロジェクトの開発に対してソリューションの提案を行う。当該部門は、「行政」プロジェクトとともに、エネルギー・サービスの需要という観点から成長段階にある分野に対して提供を行うことを目的としている。サービスの提供は、環境事業によって完成される。

ビジネスモデルは、顧客の要求に適応される。エネルギー・サービス市場部門は、会社を通じて、複合発電所、太陽光発電施設、変電所、産業使用用の火力発電所、冷却発電所、圧縮空気発電プラント、流体分散システム（電気、ガス、熱気または冷気、圧縮空気、産業用ガスおよび水）ならびに産業用水処理施設の顧客資産のために設計、構築および管理を行う。サービスの範囲は、エネルギー、環境安全保障の管理ならびに顧客および提携企業の内部研修および外部研修に関するコンサルティング業務によって完成する。FCAグループ（旧Fiat）との契約は、現在更新中であるが、なおFeniceの事業の半分以上を占める。

プロジェクトは、顧客との産業協力またはパフォーマンス契約の形で開発される。また金融モデルは、顧客の要求に適応し、その範囲は第三者金融による顧客支援からEdison (Esco) によるプロジェクトへの直接的な投資にまで及ぶ。

成長戦略を強化し、市場の全セグメント向けに総合的なサービスを提供することによりこの部門への浸透を促進するために、Edisonは、2017年3月、Comat Energiaの株式の51%を、Comatグループ（同社株式の49%を保有）とともに取得した。同社は、ピエモンテ地方における都市部の暖房への木材バイオマスの使用をはじめとして暖房の分野で事業を行っており、100基を超える火力発電所により公共・民間の両方の建物のエネルギー効率を高めることができる。さらに、2017年12月、主にイタリア北東部において1,800を超える公共建物（学校、病院、社会住宅等）および民間建物を管理し、熱供給および設備管理を行っている会社であるEnergy Facility Solutionsの取得後、事業ポートフォリオの規模が拡大した。

エネルギー効率化業務は、Feniceによって、海外（スペイン、ポーランド、モロッコ）で展開されている。2016年9月、Dalkiaに対して、Feniceのロシアにおける子会社が売却された。

2016年、Fenice Spaが100%保有するEDF Fenice Spaは、その「グローバル・エネルギー・パートナー」ビジネスモデルを産業向けエネルギー効率化サービスに統合した。複数のESCO型契約の締結および多数のエネルギー監査の完了を経て、EDF Fenice Ibericaは現在、スペイン市場における産業向けエネルギー効率化サービスのベンチマークとして自身を位置付けている。さらに2016年、EDF Fenice Ibericaは、廃水処理施設を建設し、運営するために、農産食品部門に属する国際的なグループと契約を締結した後、モロッコにおいて子会社のEDF Fenice Marocを設立した。

Fenice Spaが100%保有するFenice Polandは、主に産業向け公益事業（コジェネレーション、加熱、冷却、圧縮空気、電力網、産業用ガス）の委託管理の分野において事業を行っている。また同社は、様々なエネルギー・サービスおよび関連する環境サービス（飲用水、廃棄物処理および廃水）を管理している。Fenice Polandはまた、顧客へ供給するために必要とされる供給ネットワーク（電力、ガス、加熱）に係る行政上の営業権を有している。

#### (e) 規制業務

##### ガスの輸送および貯蔵

Edisonは、規制されたガス貯蔵事業を取り扱う会社であるEdison Stoccaggioを100%保有している。

また、Edisonは、チェッリーノ（1984年以降）およびコッラルト（1994年以降）の劣化貯留層（天然ガスが枯渇した土地）における2つの貯蔵施設を運営している。

さらに、Edisonは、2013年以降、3つ目の施設であるサンポティート&コティニョーラを運営している。

すべての施設における埋蔵量は、1 Gm<sup>3</sup>である。

さらに同社は、パラッツォ・モロニ施設における貯蔵プロジェクトの開発を継続している。

最後に、2017年7月に、Edisonは、ロビゴ・ターミナルから国営ネットワークへの機能的な接続であるカヴァルツェレおよびミネルピオ間のガス・パイプラインを所有している会社であるInfrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG) の全株式、および

同ターミナルを運営する会社であるAdriatic LNG Terminalに対する7.3%の持分を、Snam Spaに売却した（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」を参照。）。

## 配給

イタリアにおけるガス配給は、特に品質および安全性のパラメータならびにネットワークへの接続規則を規定する電気・ガスの当局である、AEEGにより規制および監督されている。

Infrastrutture Distribuzione Gas spa（旧Edison Distribuzione Gas）は、天然ガスの配給を専門とするEdisonグループ内の会社である。2017年において、Infrastrutture Distribuzione Gasは、イタリア北部および中央部の約151,500人の利用者に対して257.6Mm<sup>3</sup>の天然ガスを配給した。

## （二） EDF Énergies Nouvelles

2017年12月31日現在、Futurenが所有する39.8MWの総風力発電容量のほか、EDF EN Italiaが保有する容量は、合計で384.4MWの総風力発電容量（264.9MWの純容量）および76.9MWの総太陽光発電容量（または74.3MWの純容量）となった（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

**(ホ) Citelum**

当グループは、子会社であるCitelumを通じて、イタリアにおいても事業を行っている。同社は、公共照明、信号機および（例えばシラキューズやロナート・デル・ガルダにあるような）スマート・シティに関するグローバル・プロジェクトにおいて多くの契約を有する。

**(iii) その他国外****(イ) 欧州北部****ベルギー**

ベネルクスは、独仏共同電力市場との重要な接点を有する地域であり、ドイツおよび英国との新たな接点に関するプロジェクトが検討されている。ベネルクスはまた、ゼーブルッヘのハブおよび近接するダンケルクのLNGターミナルなどの多数の輸入および輸送のインフラにより、欧州のガス市場の重要な中継地を構成している。

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF BelgiumおよびEDF Luminusの子会社2社を通じて事業を行っている。

**EDF Belgium**

Electrabelとの原子力エネルギーに関する長期協働契約の一環として、EDFは、ベルギーの完全子会社であるEDF Belgiumを通じて、チアンジュ1原子力発電所の持分の50%につき、不可分の共同所有権を有している。EDFに帰属する電力容量は、481MW（またはベルギーの発電容量の2%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ1の発電量は、（2015年末に10年間更新された長期契約を通じて）EDF SAに販売され、EDF SAは代わりにEDF Luminusに対して市場価格で電力を再販売する。

ベルギーの原子力の段階的廃止に関する2003年法は当初、2015年10月1日のチアンジュ1の閉鎖を定めている。それにもかかわらず、2012年のベルギー政府による設備計画および原子力エネルギーの段階的廃止の時間枠に関する2003年法を改正する2013年法の導入の後、稼働を2025年まで延長することが最終的に決定された。かかる延長は、2014年3月12日付でElectrabel、EDFおよびベルギー国家との間で締結された契約に基づくもので、条件は当該契約において定められる。

チアンジュ1の耐用年数の延長には、2011年から2020年までの期間に分散して行われる膨大な投資（EDFの投資割合は約300百万ユーロ）が必要となる。

**EDF Luminus**

2017年末現在、EDFグループは、その子会社であるEDF Belgiumを通じて、EDF Luminus社の68.63%を保有しており、残りの株式は、ベルギーの一般の株主により保有されている。

EDF Luminusは、ベルギーのエネルギー市場で、Electrabelに続く2番目の規模の企業であり、バランスの取れた上流部門／下流部門のポートフォリオを有している。市場シェアが20%近い同社は、2017年末現在2,018MWの設備容量を有し、ベルギーの合計発電容量の10%近くを所有している。EDF Luminusの発電量は、2017年に6.7TWhに達した。同社は、新たに取得した子会社を含め、1,800人の従業員を有している。

EDF Luminusは、当グループのCAP2030戦略計画の一環として、費用の削減および火力発電所の合理化を行う目標を遂行する一方で、顧客に革新的かつ持続可能なソリューションを提供するために、風力発電所を発展させ、エネルギー・サービスの展開を促す目標を掲げている。

EDF Luminusは、ベルギーのチアンジュ2およびチアンジュ3の原子力発電所（それぞれ1983年および1985年に稼働開始）ならびにドゥル3およびドゥル4の原子力発電所（それぞれ1982年および1985年に稼働開始）の10.2%（419MW）を所有しており、これらの耐用年数は40年である。EDF Luminusはまた、フランスの発電所の平均利用可能性に基づく一連の保証発電量に基づき、フランスのショーB原子力発電所の100MWの引出権を所有している。

ベルギーのエネルギー必要量の約20%を占め、2012年から2014年までの間停止状態にあったドゥル3およびチアンジュ2の原子炉は、2015年末から操業を再開している。2017年9月22日、ドゥル3は、長期にわたって計画されてきた一連の見直しを実施するために閉鎖された。検査により同施設の原子力以外のセクションについて土木工事が必要となることが指摘されたため、ドゥル3の運転再開は2018年4月15日まで延期される。

ドゥル1およびドゥル2の2つの原子炉の延長に関する2015年11月30日にベルギー国家およびElectrabelの間で締結された契約の全体的な枠組みに基づき、2015年（200百万ユーロ）および2016年（130百万ユーロ）のベルギーの原子力税に係る合意が得られた。EDFグループのベルギー子会社2社への財政的影響は、2015年には34.5百万ユーロ、2016年には18.4百万ユーロである。変数式は、2017年から2019年にかけて適用され、ベルギーの原子力税の最低年間合計は150百万ユーロである。

原子力発電所の引出権とは別に、EDF Luminusはまた、複数の発電所（コンパインド・サイクルおよびオープン・サイクル）から構成される1,215MWの設備容量を有する火力発電所を所有している。とりわけ不利な経済情勢において、EDF Luminusの取締役会は、永久的な閉鎖が予定されている発電所について2016年7月31日までに関係当局に届け出ることを義務付けたベル

ギーの法律に準拠して、2016年6月24日に開催した会議において、セラン、ハム、イゼゲムおよびアングル3の発電所について当該届出を行うべきであるとの経営陣の提案を確認した。実際の閉鎖は、2017年10月31日に予定されていた。

2017年1月13日、エネルギー省は、ベルギーへの安定した電力供給を保証するために、閉鎖の届出のあった発電ユニットを活用して発電量を750MWから900MWの間に引き上げ、戦略的予備電力を更新する計画を発表した。欧州委員会との意見交換後、当該計画の期間（1年間）および発電量が見直された。その結果、EDF Luminusが所有するセランのガス発電所（485MW）およびEnergy Marketが所有するヴィルヴォールデの発電所（265MW）が、2017年11月1日付で1年間、国王令により定める価格で戦略的予備電力に組み込まれた。

欧州委員会による承認に関する正式な通知は、2018年初めに予定されている。

上記とは別に、EDF Luminusは、アングル3およびイゼゲムのオープン・サイクル発電所については、最終的な閉鎖を2019年10月31日まで延期することを決定し、その旨を管轄当局に通知した。したがって、これらのユニットは、2017年11月1日以降も利用可能であるため、戦略的予備電力の対象とはならない。しかしながら、ハムの施設については、2016年に関係当局に届けていたとおり、すぐに閉鎖する旨の決定が2017年10月末になされた。

EDF Luminusは、ワロンおよびフランドルにおいて散在する7つの水力発電所および31の陸上風力発電所、計114のタービンを有し、再生可能エネルギーにおいてより一層存在感を示している。同社は、2015年末以降、ベルギーの主導的な陸上風力発電事業者となり、現在は376MWの設備容量を有している。2017年にEDF Luminusは、75.4MWの総容量を有する28の風力タービンを建設した。

## 販売およびマーケティング

「Luminus」ブランドの下で、EDF Luminusは、ベルギーの住宅用顧客および企業用顧客向けの1.7百万超の配電箇所に、電力およびガスを供給しており、2017年には24,000のB2Cにおける顧客（住宅用顧客）の純損失（2016年には電力顧客において純利益）となっている。

## エネルギー・サービス

EDF Luminusは、その子会社であるRami Services、DauvisterおよびLeneenを通じて、住宅用顧客に対してボイラーの設置および維持管理サービスを提供し、スマート・サーモスタット（Netatmo）の販売および管理を行い、また住居へ予測できない損害が発生した際のコンフォート・サービスを提供することにより、住宅用顧客向けのエネルギー・サービスの分野に携わっている。2017年末、前記の3つのサービスに関するB2Cのポートフォリオについて、契約数は167,000を超過した。2017年において、70,000近くのサービスが販売され、2014年と比較して売上は3倍超となった。

企業用顧客については、EDF Luminusは、ATS、VanparijsおよびDauvisterとともに、包括的に統合された電力および熱に関するソリューションを企業用顧客に提供している。これに加えて、その子会社であるEDF Luminus Solutions（Dalkiaと共同所有（51%/49%））は、エネルギー・パフォーマンスに関する契約に基づき、管理棟、病院、学校、スポーツ施設、水泳プールおよび集合住宅といった施設に対するエネルギー効率化サービスに従事している。

2017年において、EDF Luminusは、Newlec（ATSと同業であるがワロンに所在する。）およびInsaver（フランドルの民間利用者に対して太陽光パネルの設置サービス、断熱材およびバッテリーを提供している。）の2社を取得することによりエネルギー・サービスへと事業展開を図る戦略を追求した。また、ATSは、同国の北西部においてHVACサービスを提供するGezel IIを取得した。Dauvisterは、ブリュッセルおよびブラバン・ワロン州の企業用顧客を対象にボイラー設置および交換を専門とする会社であるPeterman Poelaertの営業資産を取得した。

## オランダ

ジョイント・ベンチャーであるSloe Centrale BVを通じて、EDFグループおよびPZEM（旧Delta）（それぞれ50%を保有）は、オランダ南西部に870MWのCCGT発電所を所有しており、2基の435MWのユニットは、2009年に稼働が開始された。その高い技術的な性能により、Sloe発電所は、2017年において4,635時間稼働されており、これはガスを動力源とする発電所にはあまり適していない市場環境において、顕著な実績である。

## スイス

EDFグループは、Alpiq Holding SA（25%）ならびにLe Châtelot（50%）、Emosson（50%）およびMauvoisin（10%）における水力発電施設への投資を通じて、スイスにおいて事業を行っている。

Alpiqは、エネルギーの発電、販売および取引ならびにエネルギー・サービスを行う、欧州エネルギー市場での大手企業であり、スイスの電力供給の3分の1超を占める。2016年末現在（2017年のデータは、2018年3月15日現在、入手可能となってい

ない。）、その設備容量は5,940MWであり、その内訳は、原子力が795MW、火力が2,160MW、水力が2,677MWおよびその他の再生可能エネルギーが308MWであった。

2016年の売上高は、6,078百万スイスフランであった（2017年のデータは、2018年3月15日現在、入手可能となっていない。）。売上高では、Alpiqはスイスの電力会社においてトップ・レベルである。

Alpiqの活動は、主に発電資産に依拠しており、このことによりAlpiqは市場価格の変動に強く晒されている。2011年以降大幅に悪化する市場環境に対応するため、Alpiqグループは、費用の大幅な削減計画および大幅なリストラ対策を実施した。かかる対策には、投資家向けのエネルギー・サービス事業（デジタル&コマース、インダストリアル・エンジニアリングおよび建築技術&デザインで構成される。）の開始ならびに積極的な売却プログラム（営業活動から派生したキャッシュ・フローにより、当グループの純負債を10億スイスフラン未満に削減することに貢献したSwissgrid、AVAGおよびAEKが含まれる。）が含まれる。

## ドイツ

2016年、EDF Investは、オランダのインフラ基金であるDIFと共同で、西ドイツのガス輸送網事業者であるThyssengasにおける50%の株式持分を取得した。

またEDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）ガス資産およびプロジェクト」を参照。）。また、EDFは、子会社であるEDF Gas Deutschlandを通じて、BEP gas pipelines（Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft）の株式の16%を保有している。

当グループは、ライン川流域のイフェツハイムに位置する河川設置型水力発電所（148MWで、5つのタービンを有し、この発電所の拡張工事は2013年に完了した。）の50%を所有している。

EDF Deutschlandは、ベルリンを拠点とするスタートアップ企業で電気自動車の充電問題に対する解決策を提供するubitricityの株式の11.67%を保有している。

ドイツにおいて、EDF ENは、100MWを超える陸上発電施設の開発、建設および再販売（ビルド・アンド・セル）を行い、今では約100MWの開発パイプラインを有する。また、EDF ENは、ブレーメンを拠点とする陸上および洋上の風力発電所向けのサービス提供者であるREETECの株式の72%を保有している。2017年7月、EDF ENは、REETECを通じて、風力発電所の洋上における運営および維持管理に特化したドイツの企業であるOff-shore Wind Solutions GmbH（OWS）を取得した。2017年7月以降、EDF ENは、フランス、ドイツ、モロッコおよびイタリアの陸上風力発電所に特化したフランスの企業であるFuturenの株式の87.5%も保有している。ドイツにおいて、Futurenは、139MWを稼働し、第三者のために357MWを管理している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

EDFの研究開発部門に直属する研究センターであるEIFERは、カールスルーを拠点とし、110人を超える従業員を有する。同社の仕事は、エネルギー資源および分散型発電の最適化（再生可能エネルギーの統合）、都市および地域社会のエネルギーならびに省エネおよび環境保護（電気モビリティ、パワー・ツー・ガス、スマート・シティ）に重点を置いている。

Electranova Capitalは、ドレスデンを拠点とする高温電解槽（パワー・ツー・ガスおよびパワー・ツー・リキッド）の開発を行う会社であるSunfireの株式の約13.4%を保有している。

最後に、EDF Tradingは、ドイツのコモディティ市場（特に日中市場およびガス市場）に積極的に参加している。

## （ロ）中東欧諸国

### ポーランド

2017年11月13日、EDFは、2017年5月19日付でEDFとPGEの間で締結した売却契約に基づき必要とされる規制上の承認および許可をすべて取得した後、EDF Polskaの資産（コジェネレーション資産および発電資産）につきPGE Polska Grupa Energetyczna SAへの売却を完了した。

この売却には、リブニク発電所、クラクフ、チェクニカ、グダニスク、グディニャおよびヴロツワフの石炭コジェネレーション発電所ならびにトルン、ザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラのガス火力コジェネレーション発電所が含まれ、その合計設備容量は、4.4GWthおよび1.4GWeである。また、これには、チェクニカ、トルン、ザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラの暖房供給網も含まれている。ヴロツワフ発電所、ならびにチェクニカ、ザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラの発電所および暖房供給網は、Kogeneracjaにより（50%+1の株式持分を通じて）間接保有されている。

かかる取引は、EDF Polskaの全部連結による評価額約6.1ポーランド・ズロチ（約1.4十億ユーロ）を基礎として行われ、EDFグループの純負債を1.0十億ユーロ削減することに貢献した。この取引は、2015年から2020年の間に当グループが実施する10十億ユーロ以上の資産を売却する計画の一環である。また、この取引により、EDFグループの炭素排出量が約23%減少することとなる。

EDFグループは、その子会社であるEDF Énergies Nouvelles、DK Energy PolskaおよびFenice Polandを通じて、ポーランドにおいて事業を行っており、同国のエネルギー構成および原子力プログラムの開発においてポーランド政府のパートナーであり続ける意向である。

さらに、当グループは、その子会社であるEDF Énergies Nouvellesを通じて、2つの風力発電所（48MWの設備容量を有するリノボおよび58MWの設備容量を有するジェピン）を所有している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

2015年10月において、ポーランドのDalkia SAの子会社であるDK Energy Polskaは、カトヴィツェ（シレジア北部）における発熱および供給を専門とし、炭鉱ガスのリサイクルの分野におけるトップ企業であるZakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA（ZEC）の株式の100%を取得した。かかる取得は、ポーランド市場におけるDalkiaによる産業事業者および地域のコミュニティへのエネルギー・サービス（暖房ネットワークおよびエネルギー効率）の提供の発展の基盤となり、また石炭を代替する炭鉱ガスの使用の促進を意図して行われた。

## ロシア

EDFグループは、エネルギー・サービス分野において、FeniceがDalkiaに売却した現地の子会社（新たにDK Energy Russiaと改称）を通じて事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。

## （ハ） 南欧諸国

### スペイン

2017年12月31日現在、EDFグループは、Endesa Generación（40.99%）およびIberdrola Generación（12.0%）とともに、320MWのICCG型（石炭ガス化複合発電）の発電所を保有するElcogas社の31.48%の資本を保有している。当該発電所の利益率はもはや保証されていないため、2016年にネットワークから切断され、作業期間が約3年間にわたる可能性の高い解体プロセスが進行中である。Elcogasは、Papetier Enceグループとの間で、土地および特定の施設に関してプット・オプション契約を締結した。Enceグループは、敷地に50MWのバイオマス発電所を開発し建設するために、このオプションを2018年6月まで行使することができる。

当グループはまた、現地の子会社であるFenice（EDF Fenice Iberica）（「第2 3（2）⑤（ii）（ロ）EDFグループのイタリアにおける事業」を参照。）およびCitelumの子会社（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）を通じて、スペイン市場において事業を行っている。

2017年に行われた、EDF ENがスペインにおいて所有する再生可能エネルギー資産の売却についても留意すべきである（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

EDF Tradingは、ロンドンの貿易基盤により、かかる市場において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

最後に、2015年以降、EDF Investは、マドリード地域における主要なガス供給網事業者であるMadrileña Red de Gasの少数株主持分を保有している（「第3 7（3）②新規投資、パートナーシップおよび投資プロジェクト」を参照。）。

## （二） 北米

EDFグループは、北米大陸全土において事業を運営しており、米国において強いプレゼンスを示している。

EDFグループは、米国において、5.3GW超の設備容量を有している。またEDFグループは、第三者のために、運営および維持管理または最適化のサービス契約を通じて、約36GWの設備容量を管理している。

北米におけるEDFの事業の主な内訳は、以下のとおりである。

- ・（米国における有数の原子力事業者である）Exelonグループとのジョイント・ベンチャーであるCENG（Constellation Energy Nuclearグループ）における49.99%の持分に関連する、3つの原子力発電所への投資。CENGは、4GWの設備容量を有している（2GWはEDFグループにより連結されている。）。これらの3つの施設は、Exelonにより運営されている。
- ・主としてEDF Énergies Nouvellesの米国における完全子会社であるEDF Renewable Energyを通じて米国に拠点を置く、純設備容量4GWを有する再生可能エネルギーの事業。同様に、EDF Renewable Services（EDF Renewable Energyの完全子会社）は、運営および維持管理契約を通じて、自身でまたは第三者のために、北米で10GW近くを管理している。
- ・EDF Trading North Americaを通じた、北米のガスおよび電力市場のバリュー・チェーンの全域にわたる取引の事業ならびにEDF Energy Services（EDF Trading North Americaの完全子会社）を通じた米国およびカナダにおけるエネルギー管理製品の供給。
- ・Dalkiaならびにその子会社のTiruおよびGroom Energy Solutionsの管理下で行われるエネルギー・サービス、地域のエネルギー管理およびエネルギー効率化。
- ・EDFイノベーション研究所の取組みの一環としての研究開発およびイノベーション。



・EDFの完全子会社であるCitelumを通じた都市部の街路照明。

## (a) 米国における原子力事業

### 原子力発電：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）

2009年11月6日、EDFグループおよびCEGは、CENGを設立した。ExelonとCEGの合併以降、EDFおよびExelonは、CENGの持分をそれぞれ49.99%および50.01%の割合で保有していた。2014年、EDFおよびExelonは、CENGの発電所の運転許可をExelonに譲渡することにつき合意した。かかる合意に基づき、Exelonは3つのCENG原子力発電所（5つの原子炉）の日常運営の管理を行う。

かかる取引の一環として、2016年にCENGは、EDFに特別配当金400百万米ドルを支払い、EDFはEDFのCENG持分を2016年1月1日から2022年6月30日までの間にExelonに対し公正市場価格で売却できるプット・オプションを付与された。

CENGは、取締役会の10名のメンバーにより運営される。うち5名はEDFグループにより指名され、残りの5名（会長を含む。）は、Exelonにより指名される。

### CENGの原子力事業

CENGの原子力事業は、米国原子力規制委員会（NRC）の規制下にある。

CENGは、3つの操業用地に散在し、総容量が4,240MWの5つの原子炉を稼働している。カルバート・クリフのユニット1およびユニット2、ナイン・マイル・ポイントのユニット1ならびにREジーナの敷地許可の期間は、60年である。

| 原子炉                          | 容量(MW)       | 持分(%) | 会社所有の<br>容量(MW) | 発電量 <sup>(2)</sup> (TWh) |              |
|------------------------------|--------------|-------|-----------------|--------------------------|--------------|
|                              |              |       |                 | 2017年                    | 2016年        |
| カルバート・クリフ1                   | 894          | 100   | 894             | 7.83                     | 7.18         |
| カルバート・クリフ2                   | 881          | 100   | 881             | 7.27                     | 7.57         |
| ナイン・マイル・ポイント1                | 620          | 100   | 620             | 4.89                     | 5.35         |
| ナイン・マイル・ポイント2 <sup>(1)</sup> | 1,287        | 82    | 1,056           | 9.11                     | 8.29         |
| REジーナ                        | 575          | 100   | 575             | 4.70                     | 5.04         |
| <b>合計</b>                    | <b>4,240</b> |       | <b>4,009</b>    | <b>33.80</b>             | <b>33.44</b> |

(1) CENGは、このユニットの82%（すなわちユニットの合計容量1,287MWのうち1,056MW）の持分を保有している。ナイン・マイル・ポイントのユニット2の18%の持分のうち、CENGが所有していないものは、Long Island Power Authority（LIPA）に属している。LIPAは、CENGに対して当該ユニットに係る費用分担額を支払うことと引き換えに、ナイン・マイル・ポイントのユニット2による容量および発電量の18%を受領しており、また、同ユニットの廃炉費用の18%につき支払責任を負っている。CENGおよびLIPAは、それぞれナイン・マイル・ポイント2に対して一定の資金を拠出する義務を負っている。

(2) これらの値は、四捨五入後の小数点第1位で表示される正確な値の合計に相当する。

EDFの資産は、2017年における米国の原子力発電容量の2%、合計発電容量の0.4%を占めた。

かかる市場におけるEDFの主要な競合他社は、Entergy、AEP、Exelon、DynergyおよびNRGである。

### ニューヨーク州の規制

2016年8月1日、ニューヨーク州公益事業委員会（NYPSC）は、新たな規制を確立する条例であるクリーン・エネルギー基準（CES）を公布した。かかる基準は、ある側面において、ゼロカーボン発電の環境上の特徴を認識することにより、ニューヨーク州の原子力資源を保護することを目標としている。計画されている制度には、NYPSCが決定する基準に準拠する低炭素原子力発電施設を保護するためのゼロ排出証書プログラム（ZECまたはゼロ排出クレジット）の策定が含まれる。ニューヨーク州エネルギー研究開発局（NYSERDA）は、ZECの証書を適格な発電所に集中して発行する。各2年、6つのトランシェにより管理される12年間の契約であり、2017年4月1日から2029年3月31日までである。適格な事業者に対するZECの支払いは、上限および最低性能要件に従い、発電されたメガワット時の数値に基づいて行われる。各トランシェにおけるZECの買取価格は、連邦政府により2016年に見積もられた炭素の社会的費用に基づく公式を使用して、行政的に決定される。かかる公式には、エネルギー市場および容量の価格変動に関連する下方修正が含まれる。（2017年4月1日から2019年3月末までの）最初のトランシェに係るZECの価格は、1MWhの発電につき17.48米ドルに設定された。これに続くトランシェの価格は、毎年2回、更新される予定である。

各電力供給業者（電力小売事業者）は、ニューヨーク州におけるそれぞれの市場シェアに相当するZECを購入することが義務付けられている。規制料金の恩恵を受ける顧客からのプログラム費用の回収分は、電力料金の請求書に含まれている。

NYPSCは、ジーナおよびナイン・マイル・ポイントの原子力施設がZECプログラムの対象となることを確認した。2016年11月18日、NYSERDAとの間で、ジーナおよびナイン・マイル・ポイントのZECの売却に関する契約が締結された。2017事業年度中、CENGは、ZECの売却により、248百万米ドルを計上した。

複数の利害関係者が、NYPSCに対して、CESのメカニズムの再検討を要求する申立てを提出している。2016年11月30日、ニューヨーク裁判所に対して、ZECプログラムの無効化を目的とした申立てが環境団体によって提出された。かかる申立てでは、NYPSCが当該プログラムを立ち上げる権限を有さず、また当該プログラムの実施は、行政手続に関するニューヨーク州法（SAPA）における特定の規定の違反となることが主張されている。2017年2月15日にCENGは、かかる訴えを取り下げるよう申立てを行った。かかる案件は、現在調査中である。

2016年10月19日、火力発電事業者の連合は、NYPSCに対する訴訟をニューヨーク連邦地方裁判所に提起し、ZECプログラムが米国憲法の特定の規定に違反し、より具体的に、卸売価格に関する米国連邦エネルギー規制委員会の規制上の要件の妨げとなり、他の州の競合他社に対する深刻な差別を構成すると主張している。州およびCENGは、2017年11月17日に異議を申し立てた。

**(b) 北米におけるEDF Trading**

EDF Tradingは、電力（送電権を含む。）、ガス、石炭および環境商品に関して、北米市場で業務を行っている。EDF Energy Services は、EDF Tradingの商業用リテールおよび産業用リテール部門であり、北米の大規模かつエネルギー消費の多い商業用顧客および企業用顧客に対する管理サービスおよび最適化サービスを提供する（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

**(c) 北米におけるEDF Énergies Nouvelles**

EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF Renewable Energy、EDF Renewable Services、EDF EN CanadaおよびEDF EN Mexicoを通じて、北米における拡大を続け、2017年には風力、太陽光およびバイオガスによる総発電容量812.5MWを稼働した。

EDF Renewable Servicesは、自社および第三者のために、風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトを管理している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

**(d) 北米におけるDalkia**

EDFグループの完全子会社であるDalkiaは、北米のエネルギー・サービス市場（地域のエネルギー管理およびエネルギー効率化）において事業を行い、414人の従業員を有している。Dalkiaは、カナダにおけるTiruならびに米国におけるDK Energy USおよびGroom Energy Solutionsの子会社を通じて業務を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。この市場における主要な競合他社は、VeoliaおよびConstellationである。

**(e) 研究開発**

EDFは、米国におけるEDFの開発を支援し、当グループのイノベーションに貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門イノベーションチーム（EDFイノベーション研究所）を有している（「第3 6（3）国際的な関係およびパートナーシップ」を参照。）。2016年、かかるチームは、コートジボワールにおいて競争の激しい送電網非接続型太陽光エネルギー供給のEDFのパートナーであるOff Grid Electric (OGE) を特定した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

**(f) 北米におけるCitelum**

また都市部の街路照明の分野におけるEDFの子会社であるCitelumも、米国において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。2017年11月21日、当社は、アルバカーキ市との間で、20,000個超の街路照明をLEDに変更し、モノのインターネット（IoT）構造を導入し、中央管理システムを展開するための最初の契約を締結した。この契約を通じて、Citelum USAは、15年間にわたりエネルギー消費および維持費用を削減するとともに、より良い照明およびサービスを提供することを目指している。

**(ホ) 南米**

南米において、EDFグループはブラジルおよびチリの市場で事業を行っており、開発機会を見込んでいる地域の特定の国々にもその目標を広げている。

**(a) ブラジル**

2014年4月以降、当グループは、EDF Norte Fluminenseの株式資本において、Petrobrasが保有する10%の持分を買い戻したことで、EDF Norte Fluminenseの100%を保有している。同社は、マカエ地域に位置し、827MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、配電会社Lightに対して、20年間の725MWの供給契約を有している。2017年、発電所の発電量は5.45TWhに増加した。ブラジルの市況および電力網によって受け入れられる状況になれば、残高は、電力自由市場で販売される。EDF Norte Fluminenseは、2017年において、自らの発電量（209GWh）およびその他のエネルギー取引を通じて、285GWhを販売した。国内市場におけるこれらの販売の他に、22GWhの発電量がアルゼンチンに輸出された。

EDF Norte Fluminenseは、工業消費を目的とした追加の太陽光発電所を有している。同発電所は、2017年に302MWhを発電した1,764個の太陽光電池モジュールからなり、約116トンの二酸化炭素排出量の削減に役立っている。

さらに、2014年12月11日、EDFは、その子会社であるEDF Norte Fluminenseを通じて、400MWの設備容量を有するシノプの水力発電施設の建設および将来の運営に責任を有するCompagnie Énergétique de Sinop (CES) の51%の持分を取得した。その他の株主2社は、Eletrobrasグループの子会社であるEletronorte（24.5%）およびCHESF（24.5%）である。ダム建設は2014

年春に開始され、商業運転の開始は2018年末に予定されている。EDFグループは、ダムの建築および将来の運営の双方において、工業的役割を担う。2017年10月末、発電施設の建設（土木工事ならびに電気機械設備の供給および組立て）の94%近くが完成している。

EDF Énergies Nouvellesの子会社は、CAP2030戦略計画に沿って、ラテンアメリカ、とりわけCanadian Solar Inc.からミナスジェライス州北部のピラポラ I（399MWc）太陽光発電プロジェクトを2段階で取得したことを機に太陽光エネルギー市場に参入したブラジルにおける発展を加速している。EDF Énergies Nouvellesは、Ventos da Bahiaのポートフォリオの過半数を取得した後、2015年2月からこの国において事業を行っている（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

またEDFは、ミナスジェライス州における226MWのCCGTを操業する子会社Ibiritermoの50%を保有するEdisonを通じて、また1999年に設立され、街路照明に特化したCitelumの子会社Citeluzを通じて、ブラジルでも事業を行っている。

ブラジルにおけるEDFの主要な競合他社は、ENGIE、Neoenergia、CPFL、ENELおよびEDPである。

## （b） チリ

2013年以降、EDFは、チリにおけるパートナーであるAndes Mining & Energy（AME）および米国企業Cheniereと共同で、約600MWの発電量からなるCCGT発電所、貯蔵インフラおよびLNG浮体式貯蔵再ガス化施設（FSRU）の設計、建設および操業を統合するガス発電プロジェクトを開発している。

当グループは、2014年に当該目的で設立された子会社のEDF Chileを通じて、AMEが支配株主でありCheniereが10%を保有するBiobioGenera（45%）の他に、（ペンコ・リルケンのLNGターミナルおよびエル・カンペシーノ発電所の）プロジェクト運営会社2社の45%の株式を保有している。

この「ガス発電」プロジェクトは、ガス、水力および再生可能エネルギー発電のバランスのとれた組合せを目指しているチリのエネルギー政策の一環である。それにもかかわらず、チリの最高裁判所が2017年1月30日の判決において、ペンコ・リルケンの再ガス化ターミナルに関する許可を取り消したことにより、プロジェクトは後退した。現段階では、チリの発電分野における当グループの拡大を促進するための様々な対策（許可を取得するための手続のやり直しを含む。）が講じられている。

さらにCentrale El Campesinoは、750MWの発電資産の所有者であるESSAを買収するために契約を締結し、かかる取引は2018年度上半期に終了する予定である。

子会社のEDF Énergies Nouvellesは、アタカマ砂漠に位置し2016年12月に正式に稼働開始したボレロ太陽光発電所（146MWc）および、Andes Mining Energy（AME）と50/50の割合で共同保有するサンティアゴ太陽光発電プロジェクト（115MWc）のあるチリにおいても事業を行っている。またEDF Énergies Nouvellesは、115MWのカボ・レオネス風力発電プロジェクトの開発を進めている（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

この市場におけるEDFの主要な競合他社は、Endesa、AES Gener、ColbunおよびEngieである。さらに、Mainstream、WPDおよびGas Natural Fenosa等のその他の事業者も、発電分野、とりわけ再生可能エネルギーを動力源とする発電分野に対して、参入意欲を見せている。

最後に、EDFグループの完全子会社であるCitelumもまた、街路照明市場においてチリで事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。

## （ハ） アジア／太平洋

アジア太平洋地域におけるEDFグループの事業は、中国および急速な成長を遂げている国々に重点を置いている。発電、電力網およびサービスの分野におけるプレゼンスは、当グループの産業的課題となる。原子力発電分野では、台山における2基のEPR原子炉の建設および操業プロジェクトに加え、新規プロジェクトにより、当グループは技術革新へアクセスできるようになり、産業上の専門知識の活用が可能となる。したがって、EDFの目標は、グローバルな原子力プログラム、新興市場における設備の設置およびフランスにおける施設の更新の見通しに焦点を置き、国際的な場における競争上の優位性および技術的な優位性を維持することである。

## （a） 中国における事業

EDFグループは、原子力、火力および水力の発電技術に関する助言業務を通して、中国において30年超にわたり事業を行っている。今日EDFグループは、発電に関して中国における最も重要な外国投資家の1つであり、2,000MW（EDFの持分に対応する容量の持分）の合計設備容量を有する石炭火力発電所に投資している。台山プロジェクトのフェーズ I（1,750MWの原子炉2基）においてもEDFは、EPR型原子力発電所が関連している発電プロジェクトの30%持分を保有する投資家となった。最後に、EDFグループは、2016年以降中国における再生可能エネルギー発電に関与しており、原子力産業、再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよびエンジニアリングへの投資に新たな可能性を広げるパートナーシップを構築している。

Citelumの子会社もまた、昆明市と締結した契約を通じて、この国において公共照明の事業を行っている。

## 原子力発電事業

### 大亜湾－嶺澳発電所および台山フェーズⅠ発電所

EDFは、1994年に大亜湾におけるそれぞれ1,000MWの原子炉2基の設計、建設および試運転を率いた後、中国グループのChina General Nuclear Power Co. (CGN) による嶺澳発電所のフェーズⅠ（2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、1,000MWの原子炉2基）およびそれに続くフェーズⅡ（2010年および2011年にそれぞれ稼働を開始した、追加の1,000MWの原子炉2基）の建設を支援し、現在ではCGNグループに、発電所全体の操業に関して支援を提供している。稼働後にこれらの発電所が達成した業績は、中国における当グループの主要なベンチマークの1つである。またEDFは、広東省台山における2基のEPR原子力発電所に出資し、その建設および運営を行うために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.における30%の持分を保有している。かかるプロジェクトを通じて、当グループは、中国の原子力発電における初の外国投資家となった。プロジェクトの成功は、EDFおよびCGNグループの補完的な専門技術に依拠する。プロジェクトは、2017年に原子炉の第1号機において検査が行われた際に節目を迎えた。かかる発電機の試運転は2018年に、第2号機の試運転は2019年に予定されている（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）台山のEPR」を参照。）。

### パートナーシップ契約

EDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約は2007年に締結され、エンジニアリング、研究開発および発電所の運営に関する取決めの実行により、2014年に補完された。EDFグループは、フランスの主力産業として活動し、当グループのプロジェクトを支援するために中国の原子力分野と協力して自身の地位を確立させながら、建設アセンブラの総合事業者としてのEDFのモデルを宣伝するために、北京および深圳（中国の原子力産業における当グループの本部）を拠点にした施設を設置した。この施設における専門家は、とりわけフランスにおける指針および基準ならびに当グループの原子力安全指針をさらに推進するよう取り組んでいる。かかる施設はまた、EDFが会長を務め、中国における開発を試みるEDFの適格な供給業者によって構成される仏中電力協会（*Partenariat France Chine Électricité*またはPFCE）の代表でもある。

2010年、当グループは、より深い、グローバルな事業ラインでの協力関係を築くために、China National Nuclear Corporation (CNNC) とパートナーシップ枠組み契約を締結し、かかる契約は2014年3月に延長された。また、2013年に当グループは、CGNおよびAREVA－Framatomeとの間で、将来における原子炉建設の条件ならびにCGNが運営する発電所およびその開発に対するEDFの貢献を定めた契約を締結した。

CGNとの間のパートナーシップにより、英国における共同の原子力プロジェクトへの参加に関する協議の開始が実現し、その結果として、2016年9月29日、ヒンクリー・ポイントC発電所の最終契約が、EDFおよびCGNによって締結された。同時期に、英国の華龍技術の開発を対象とした契約も締結された。

最後に、2015年6月の仏中間の政府宣言を背景として、台山におけるEPR建設の継続、中国の企業用顧客の英国への参入ならびに中規模および大規模の原子炉の開発に係るパートナーシップを定めた三者協定（EDF、AREVA－FramatomeならびにCGNおよびCNNC）が2015年に調印された。さらに、AFCENとNEA（国家エネルギー局長）との間の規約および基準に関する協力体制を網羅した契約が2017年11月に締結された。かかる契約の目的は、フランスと中国の双方が国際的な原子力市場で活動できるように、原子力に関する規約および基準の相互認識を促し、両国間の協力体制の基盤を確立させることである。

2018年1月にフランスの大統領および中国の主席によって出された共同声明は、フランスと中国の事業者間のEPR、とりわけ台山のEPRに関する協力関係を歓迎し、英国のプロジェクト（ヒンクリー・ポイントC、サイズウェルおよびブラッドウェル）に関するさらなる行動努力を呼びかけた。

## 石炭火力発電事業

### Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

EDFグループは、山東省に3,060MWの合計発電容量を有し、1987年から2004年まで稼働していた3つの石炭火力発電所を所有する会社であるSZPCの19.6%を保有している。その他の株主は、Guodianグループ（2017年にShenhuaと合併し、State Energy Investment Groupを設立した。）および香港の電力事業会社のCLPである。

### Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、2007年に稼働を開始し、「超臨界圧石炭」として知られる技術を使用する2×600MWの設備容量を有する河南省の三門峡2発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。この投資は、中国当局が存続期間を2039年と定めたジョイント・ベンチャーを通じて行われた。その他の株主は、DSPCの支配株主であるDatangを含む中国企業2社である。

### Fuzhou Power Generation Company (FPC)

EDFグループは、江西省における「超々臨界圧」石炭火力発電所（2×1,000MW）を建設および運営するためのDatangグループの子会社とともに2014年に設立されたジョイント・ベンチャーであるFPCの49%を保有している。第1ユニットは2015年12月に、第2ユニットは2016年4月に稼働を開始している。したがって、Fuzhouは、EDFグループにより運営される初の「超々臨界圧」タイプ（すなわち、発電量が増加し、環境に与える影響が抑えられている）の発電所である。かかる技術によって、石炭消費量および発電量1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量を削減しつつ、ボイラー内の温度および圧力は高水準に達するため、従来の発電所に比してより高い発電量（Fuzhouの場合、44%近く）を確保することが可能となる。

## 再生可能エネルギー

EDF Énergies Nouvellesは、中国において風力発電プロジェクトの開発および建設を行い、100人近くの従業員を有する会社のUPC Asia Wind Management (AWM) における80%の持分を有している。EDFグループは、AWMを通じて、319.5MWの合計設備容量（EDFの持分割合は143.6MW）を有する6つの風力発電所（建設中の2つを含む。）における持分ならびに開発中の数百MWに相当するプロジェクトを有している。

## 研究開発活動

設立から6年が経過したEDFの中国における研究開発センターは、EDF中国の部門へのサポートを強化しており、中国におけるEDFの発展に際しての優先的な分野において専門性を発揮している。かかる研究開発センターの業務は、低炭素発電・貯蔵、革新的な電力網、地域における複数のエネルギー・システムおよびオープンな技術革新に携わっている。これらの各分野における主要な要素として、モデリングおよびデジタル・シミュレーションの能力が挙げられる。

## エネルギー・サービス

EDFは、三門峡市（河南省）において、パートナーであるDatangの火力発電所からの排出が不可避の廃熱の回収を使用した都市部の暖房ネットワークの建設および運営を担う（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを設立した。2016年8月9日に30年間の委託契約が締結され、かかるネットワークは、2016年11月15日に商業的な稼働を開始した。最初の暖房期間で成果を上げた後、2017年8月29日に三門峡市の地方自治体は、ジョイント・ベンチャーに委託されている地域を拡張することおよび2021年から二酸化炭素排出量を年間200,000トンから240,000トン削減することを決定した。

EDFは2017年11月13日、靈宝市（河南省）において、35MWのバイオマスのコジェネレーション発電所を原動力とする暖房ネットワークを構築し運営していくために、（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを地方投資会社とともに設立した。フランス大統領の中国への公式訪問の一環として、2018年1月9日に30年間の委託契約が締結された。発電所の建設は、2018年度第1四半期に開始される予定である。かかるプロジェクトは、地域の農家に対して追加的な所得を提供し、農業廃棄物の管理された排出および年間150,000トンの二酸化炭素排出量の削減を可能にする。

2017年8月8日、EDFおよびそのパートナーであるChangfeng Energyは、三亜市（海南省）の地方自治体によって、30年間の委託契約に従い、市の観光エリアにおける複数のエネルギー施設のネットワークを完成させる任務に選出された。かかるイニシアチブによって、冷房（空調）および清浄温水をホテル、ショッピング・センターおよび病院に提供することが可能になる。2017年11月6日に（EDFが50%を保有する）ジョイント・ベンチャーが設立され、2018年1月9日にフランスの大統領および中国の主席の面前で委託契約が締結された。かかるプロジェクトは、年間20,000トンから70,000トンの二酸化炭素排出量の削減を可能にする。

エネルギー・サービスに関しては、2013年に武漢市のDongfeng Peugeot Citroën Automobileとの間で締結された、街路照明に関する契約が2014年および2015年に延長された。EDFはまた、蔡甸区の仏中共同エコ地域におけるエネルギー・サービスの計画、開発および運営について、武漢市と連携している。街路照明および試験用建物のエネルギー効率化を対象とした2つの試験的なプロジェクトの完了に関する当初の契約が、2016年に締結された。

また当グループは、とりわけスマート・グリッド、コジェネレーション、廃熱利用および分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、都市部の太陽光エネルギー、バイオマス・エネルギーおよび地熱エネルギー）の分野に関するEDFの欧州における専門知識を活用することにより、企業用顧客およびエコ地域に対して革新的なソリューションを提供することを提案している。

## エンジニアリング・サービス

EDFは、エンジニアリング・サービスに関して、国際的な入札に応じるために、パートナー会社と協力している。かかる専門分野の相補性により、EDFは、中国のネットワーク事業者であるState Gridとともに、2017年にAsian Development Bankとの間で、アジア北東部に位置する諸国（中国、モンゴル、日本および韓国）の電力網の相互接続の実現可能性についての研究に関する契約を締結するに至った。さらに、EDFは、中国の関係者と連携して調査および維持管理サービスを改善することの実現可能性についても検討している。

EDF International Networksは、中国市場において、配電網の管理における現地の事業者のパフォーマンスを最適化するために、サービスおよびコンサルタント業務を展開している。

#### (b) 東南アジアおよび南アジア

東南アジアおよび南アジアにおけるEDFグループの事業は、とりわけ独立系発電所（IPP）に関する機会を提供する国々における、新たな火力ガス発電所および水力発電所の設計、建設および運営に係るプロジェクトならびに再生可能エネルギー、スマート・シティおよびイノベーションの分野への関与を通じて、電力分野の開発に集中している。

#### ベトナム

2017年12月31日現在、EDFは、715MWの発電容量（または国の設備容量の約1.7%）を有するコンバインド・サイクル・ガス発電所のフー・ミー2.2を所有する会社であるMekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.25%の持分を保有している。その他の株主は、TEPCO (JERA) およびSGM2 (Sumitomo) である。当該発電所は、ベトナムにおける外国投資家のみが資金調達した初のIPPプロジェクトである。BOT（建設、運営および譲渡）契約の期間は20年間である。2005年、EDFは、発電所の「ターンキー」配電を提供し、現在はMECOが運営を管理している。

## ラオス

2017年12月31日現在、EDFグループは、同社が「ターンキー」契約に基づき建設し、2010年に稼働が開始された、国の設備容量の約18%に相当する1,070MWの設備容量を有するナム・テウン2水力総合発電所を所有するNam Theun 2 Power Company (NTPC) の40%の持分を保有している。その他の株主は、タイの企業であるEGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35%保有) およびラオスの国有企業であるLHSE (Lao Holding State Enterprise) (25%保有) である。NTPC社は、ラオス政府と締結した25年委託契約に基づき、同発電所を運営する。

## インド

原子力エネルギーでは、EDFおよびインドの国営電力会社であるNuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) は、2016年1月、ジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の建設計画に関して、協力の覚書を締結した後、協力の枠組みをさらに定義するための協議を2017年に前進させ、その結果として2018年3月10日、原子炉6基の導入に向けた産業的前進に関する契約の締結に至った（「第3 7（9）後発事象」を参照。）。

さらに、2016年、EDFは、インド首都にある市議会のニューデリー市議会から75,000のスマート・メーターの契約を獲得した。当グループは、子会社のEDF International Networkを通じて、インド政府により100%出資されるインフラ・エンジニアリング会社のWAPCOS率いるコンソーシアムの枠組み内において、かかる入札に応じた。

また子会社のEDF Énergies Nouvellesは、太陽光発電エネルギーにおいて、また2016年以降は風力発電所において、インドでも事業を行っている（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

## 研究開発

2013年6月に、都市の中で最大の建設会社であるSingapore Housing and Development Boardとの間で契約を締結したことを受け、2014年、EDFグループは、革新的な都市モデリング方法の開発を行う目的で、アジアにおける持続可能な都市のための中核的研究開発センターであるEDF Lab Singaporeを開設した。この都市計画に特化した研究開発センターの目的は、既存の協力関係を強化し、シンガポールおよびその他の地域の都市との新たな協力関係を構築することである。2017年10月、EDFは南洋理工大学との間で、スマート電力グリッドのデモ用モデル（スマート・グリッド）に関して複数の会社が手掛ける「シンガポールにおける再生可能エネルギーの統合に向けたデモ用モデル」のプロジェクトをシンガポール沖にある島に展開するために、研究に関するパートナーシップを結んだ。

## （ト） アフリカ

当グループは、それぞれの地理的地域に応じた適切な選択に基づき、高エネルギーの需要がある国を支援することおよび持続可能な多産業間のパートナーシップを構築することによって、アフリカ大陸における発展を望んでいる。またEDFは、競争の激しい送電網非接続型エネルギーの供給における活動を強化している。

## 南アフリカ

EDFグループは、2007年に南アフリカの原子力プログラムの再開を当初の目的として、ヨハネスブルグに子会社を設立した。2011年5月に公布された国のエネルギー指針は、2030年までの間に9.6GWの原子力発電量を稼働する予定であることを規定している。かかるプログラムは検討中の段階にあり、2050年までに延長される予定である。2018年に実施することを視野に、原子力、再生可能エネルギーおよび液化天然ガスを統合するいくつかのシナリオに関する協議が行われている。また南アフリカの子会社は、とりわけ発電プロジェクトならびに熱工学、水力および送配電に関するサービスの販売に関して、EDFの事業活動を南アフリカにおいて展開していく責任を有する。

さらにEDF ENは、2011年以降にエネルギー省が開始した入札の様々な段階を経て、南アフリカの風力発電市場における地盤を確立した。同社は、子会社であるInnoWind（うちEDF ENが84%を保有）を介して選ばれ、107.6MWの総容量を操業している。

当グループはまた、2002年に設立されたKES (Kukhanya Energy Services) 社を通じて、南アフリカにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。



## モザンビーク

当グループは、1980年代終盤以降、エンジニアリング・サービスを提供することでモザンビークにおいて活動しており、EDM (*Electricidade de Moçambique*) との優先的なパートナーシップを結んでいる。

EDFグループおよびEDMは、水力、火力および再生可能エネルギーによるすべての接続型および非接続型の電力システムのほか、ネットワークおよび訓練における交流を促す目的で、2017年6月に協働契約を締結した。

EDFグループは、World Leading Education (WLE) とともに、職業訓練およびEDMの訓練センターの刷新に関する入札の枠組み内において選出された。

## モロッコ

EDFグループは1970年代以降、モロッコにおいて活発に事業を行っており、モロッコ国営電力水道公社 (ONEE)、配電機関および事業者と優先的なパートナーシップを構築している。当グループは、その開発を支援するため、1997年にEDF Marocを設立し、2012年にEDF EN Marocを設立し、また2016年10月にEDF Fenice Marocを設立した。

当グループおよびONEEは、2012年1月に締結された契約に従い、再生可能エネルギー発電、火力発電および水力発電ならびに電力網および研修の分野において協力を継続した。

日本のグループMitsui & Co.とのパートナーシップとともにEDF ENが率いるコンソーシアムは、ONEEにより入札における落札者として選ばれた後、150MWの容量を有するタザ風力発電所を開発している（「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

さらに当グループは、モロッコにおいて子会社のFeniceとともにエネルギー効率化業務（EDF Fenice Marocについては、「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ロ) EDFグループのイタリアにおける事業」を参照。）に従事しており、また子会社のCitelumとともに公共照明に従事している。

## セネガル

また当グループは、カフリン・タンバクンダー・ケドゥグの地方電化委託事業の事業者であるERA社を通じて、セネガルにおいても事業を行っている（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (リ) 送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。さらに当グループは、独立系発電事業者との発電に関するサービス契約および子会社であるEDF International Networksによる複数のサービス契約を通じて事業を行っており、現地の事業者であるSenelecの配電網のパフォーマンスを改善し、信頼性を確保するために、契約を履行する責務を負う。

## カメルーン

カメルーン共和国 (30%)、IFC (世界銀行グループ) (30%) およびEDF (40%) は、ヤウンデ近郊のサナガ川沿岸に位置する420MWのナハティガル水力発電プロジェクトを開発しており、投資決定は2018年度上半期末までに行われる予定である。2016年7月、Nachtigal Hydro Power Companyがプロジェクトの支援のために設立され、2017年4月に発電に関する委託契約が締結された。

ナハティガル水力発電所は国にとって大規模なプロジェクトであり、稼働が開始されれば、カメルーンにおける最大規模の発電資源となる。当該発電所は電力需要の約3分の1を提供し、現地の経済に多くの経済的利益を与えることとなる。

## コンゴ共和国

EDFグループの完全子会社であるEDF International Networksは、2017年9月、SNEの支援とともに同国における事業をさらに発展させるために、支店を開設した。

## エジプト

2017年10月、EDFグループは、エジプトの再生可能エネルギー発電市場に参入した。EDF ENは、エジプトの会社であるElsewedyとの50/50の割合のパートナーシップにより、アスワン近くのベンバンにおける2つの50MWcの太陽光発電所の共同出資、建設および運営を行う予定である。これらのプロジェクトは、25年間の電力購入契約 (PPA) の恩恵を受ける予定である（「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

2017年にEDFは、コンサルティング・サービスに関する契約を2件獲得した。1つは、デルタの給電所のエンジニアリングおよび建設の監督に関してEETCとの間で締結されたものであり、もう1つは、子会社であるEDF International Networksがフランスの事業会社であるSagemcom率いるコンソーシアム（エジプトの会社であるGlobaltronicsを含む。）によって完了する予定の53,000個のスマート・メーターの配備を管理するために、EEHCとの間で締結されたものである。

1990年代半ば以降、EDFグループは、その子会社であるEdisonを通じて、エジプトにおいて炭化水素の探鉱および生産 (E&P) の事業を行っている（「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ハ) (b) 炭化水素分野における事業」を参照。）。

## コートジボワール

EDFグループは、アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCAと共同で、23MWのユニット2基のバイオマス発電所の「Biovéa」プロジェクトを開発している。このプロジェクトは、既にコートジボワールの国家開発基本計画に含まれており、2017年11月30日に発電エネルギーの譲渡価格に関する契約が締結された。投資決定は2019年初めに行われる予定である。

2016年8月に当グループは、コートジボワールにおける開発戦略を支援する現地子会社を設立した。

2016年10月、EDFは、地方および郊外の住民向けの送電網非接続型のエネルギー・プロジェクトを展開するために、米国の会社であるOff Grid Electric (OGE) と共同で、ジョイント・ベンチャーのZECI社を設立した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

## ガーナ

2017年10月、EDFグループは、この国における開発戦略を支援するための現地子会社を開設した。同グループはまた、ZEGHA社を通じて、ガーナにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

## （チ） 中東

EDFグループは、アラブ首長国連邦（UAE）に所在し、同地域の開発およびプロジェクトの監視業務を担当する営業所を通じて、中東地域において事業を行っている。

さらに、当グループは、カタール、ドーハ、サウジアラビア（リヤド）、レバノン（ベイルート）、バーレーンならびにアラブ首長国連邦（アブダビおよびドバイ）に事務所を有している。

これらの事務所は、様々な国において商業活動およびプロジェクトを運営している。

この地域における以下の主要なプロジェクトは、（ドバイの水および電気を担当している）顧客のDEWAが所在するUAEにおいて行われている。

- ・800MWの太陽光発電所の開発プロジェクト。EDFは、子会社のEDF ENを通じて、Mubadalaグループに属するアブダビを拠点とする会社であるMasdarおよび顧客のDEWAとともに、プロジェクト開発を行っている。2020年4月に全面的に完成予定のかかる発電所は、世界最大の太陽光発電所となる予定である。
- ・顧客のDEWAのための、ドバイ首長国のハッタ山で計画されている250MWのダム揚水発電所の管理支援プロジェクト。

ドーハにおいて、（「フェーズ13」に該当する）もう1つの主要なプロジェクト、すなわち、変電所および高電圧ケーブル・ネットワークの完成に関連した、顧客のKahramaa（カタールにおける水および電力を担当）へのエンジニアリングのコンサルティング業務が完了に向かっている。

2014年にEDFグループは、サウジアラビアにおいて、国のベンチマークの電力事業者であるSaudi Electricity Company (SEC) とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約によって、2つのグループの研修イニシアチブを含む幅広い協力関係を実現することが可能となる。かかる契約の延長上、2016年2月に締結された「発電・最適化センター（GOC）」契約は、地域の発電・最適化センターの導入へのEDFの支援を規定している。また2016年10月、当グループの施設内で研修を行う予定である、サウジアラビアにおける将来の原子力エンジニアの研修に関する契約が締結された。

## イスラエル

EDFグループは2010年以降、総設備容量193.5Mwの送電網に接続されている太陽光発電プロジェクトを運営し、2017年に追加で105Mwの容量の建設を開始した子会社のEDF Énergies Nouvellesを通じて、イスラエルにおいて事業を行っている。EDFグループは、300Mw近い太陽光エネルギーを占めるプロジェクトのポートフォリオの展開を継続している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

また当グループは、イタリアの子会社であるEdisonのガス探査に進出するための取組みを支援している。

さらに当グループの水力エンジニアリング・センターは、ギルボア山における揚水を通じた電力貯蔵のためのイスラエル初のプロジェクトにおいて、サービスを提供している。

## （リ）送電網非接続型のエネルギー

EDFグループは、アフリカの「送電網非接続型」の分散型エネルギーの分野において、当該目的のために設立された会社を通じて、15年間の経験を有している。

## KES

南アフリカにおいて2002年に設立されたKES（Kukhanya Energy Services）社の50%の持分はEDFにより保有されており、15%の持分は地方発電事業者であるCaluloにより保有されており、残りの35%はTotalにより保有されている。同社は、初めにクワズール・ナタール州において太陽電池部品を取扱う事業を展開し、その後、東ケープ地域においても事業を拡大した。2017年末にKESは、約135,000人に対して太陽光エネルギーを提供し、南アフリカにおいて発展し続けることを望んでいる。

## ERA

セネガルにおいて、EDFグループは、その現地のパートナーであるMatforceとともに、ERA社の株式の70%を保有している。2014年以降、ERAは、（セネガルの面積の25%を占める）カフリン、タンバクンダおよびケドゥグの地方電化委託事業の運営を行っている。フランス開発庁の助成金を受領し、第3ユニットおよび最後のユニットがリリース予定である状況下で、ERAは、電力網を展開し、地方において太陽光発電パネルの取付けを行い、現在では約35,000人に対して電力を供給している。受託事業者の要請を受けて2017年6月に規制当局により開始された料金の見直しプロセスは、委託の財政的な均衡を保証し、長期的な発展を可能にする新料金の公表をもって、2018年初めに完了する予定である。

## ZECI

EDFグループおよび、EDFのクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルの投資ファンドであるElectranova Capitalが株式持分を保有し、アフリカにおいて太陽光エネルギーの配電を行う米国会社のOff Grid Electric（OGE）は、2016年10月、アフリカにおいて競争力のある送電網非接続型の太陽光エネルギーを供給するために、コートジボワールにおいてジョイント・ベンチャーのZECIを設立した。

かかるジョイント・ベンチャーの枠組みにおいて、EDFグループおよびOGEは、地方および郊外の住宅向けの300,000の太陽光発電キットの設置および維持管理に係る費用を負担する。これらの個別のキットには、設置が容易であり、蓄電池によってバックアップされ、かつ携帯電話を使用するだけで支払いを行うことのできる太陽光パネルが含まれる。これらのキットによって、2017年末までに、50,000人を超える人々が、照明をつけ、その提供の範囲内でテレビまたはラジオ等の低消費の家庭用電化製品に電力を供給し、かつ携帯電話を充電することが可能となる。

EDFグループは、これらのキットの資金調達を行うために、（EDF Nouveaux Businessおよび管理会社であるMeridiamの投資ファンドが持分を保有する）Neot Offered Africaを設立した。ZECIの目標は、2021年までにコートジボワールの約2,000,000人に対して電力を供給することであり、これには、かかるイニシアチブを地域のその他の国々にも急速に拡大させ、広い範囲で電力供給を発展させる計画を伴う。

## ZEGHA

Off Grid Electric、ガーナの会社であるCHグループおよびEDFは、ZEGHAの設立を決定し、コートジボワールをモデルとして、2017年12月にパイロット・フェーズに着手した。

かかるフェーズは4か月間続き、2018年度第2四半期において進展が見込まれている。

## ⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

### （i）エネルギー・サービス

EDFグループは、フランスにおける重要なエネルギー・サービス事業者である。その事業には、街路照明、暖房ネットワーク、地域の資源に基づく分散型低炭素発電（家庭廃棄物の回収等）、消費の管理および電気モビリティといった多様な分野が含まれている。

当グループのCAP2030戦略計画は、エネルギー・サービスの開発に重点を置いている。2017年6月、当グループは、2025年までにサービスによる売上高を2倍（国際的な売上高からの25%を含む。）にする目標を発表することによって、その目標を明確化した。

かかる目標は、企業および地方自治体をターゲットとして厳密に設定しているEDF Energy Solutionの新たな包括ブランドに反映されている。同ブランドは、かかる戦略の一部であるすべての子会社を売りにしており、各子会社の過去の経験および専門知識を活用している。結果として、EDF Energy Solutionsは、低炭素発電からますます普及していく接続システムを通じたエネルギー管理までのエネルギーチェーン全体に及ぶ当グループの一連の専門知識（ボイラー設備および暖房ネットワーク等の技術的施設の維持管理を含む。）の宣伝を行っている。エネルギー移行の様々な段階において顧客を支援し、「将来のエネルギーを顧客とともに考案する」取組みを確認していくことに焦点が当てられている。

## (イ) Dalkia

EDFグループは、フランスにおいて広範なサービスを提供し、卓越した販売網を有する、欧州のエネルギー・サービス市場の主導的な会社であるDalkiaについて、2014年7月以降その株式持分の99.94%を保有しており、エネルギー消費の軽減および施設のパフォーマンスの改善に努めている。

### Dalkiaの運営

Dalkiaは現在、地球温暖化との闘いおよび温室効果ガス排出量を削減する必要性、消費量削減のためのエネルギー効率ならびに都市化現象の進行およびそれに伴う産業開発による地域変化の3つの大きな課題に直面しながら事業を行っている。

Dalkiaは、都市および企業の持続可能な成長を目指した、より環境に配慮し、より経済的で革新的なエネルギー・ソリューションを開発、実現および管理するため、顧客に専門性を提供する。

Dalkiaは、システム・パフォーマンスを改善するため、分散型発電から需要重視の管理まで、供給を最適化している中、エネルギーチェーンの各段階において事業を行っている。Dalkiaは、80年にも及ぶ冷暖房ネットワークの管理、産業向け公益事業の最適化、建物のエネルギー・パフォーマンスの改善または代替および再生可能エネルギーの使用における実績により、エネルギー消費の軽減ならびにその施設の環境面および経済面のパフォーマンス改善のため、顧客に対し、オーダーメイドのソリューションを提供する。

このようにして、2017年、Dalkia（その子会社を含む。）により、その顧客は4.1百万トンの二酸化炭素排出量を削減し、6.5TWhのエネルギーの節約を実現することに成功した。

Dalkiaは、以下の3つの顧客部門において、79,000のエネルギー施設を運営している。

### 冷暖房ネットワーク

冷暖房ネットワークの開発は、最適化を目的とした以下の様々な方策に依拠した価値創造のための再生可能なモデルを確立したDalkiaにとって、過去数年間にわたり成長の原動力であった。

- ・ チームおよび組織の効率性の向上、電力網の買収時における事業のパフォーマンスの最適化
- ・ 発電所および電力網の再構成：本業の成長の可能性およびエネルギー効率の向上を考慮しながら、将来的な電力網の需要を予測すること、規制遵守の課題の集積、不要な解雇の削減
- ・ コージェネレーションの最適化および再生可能エネルギー（バイオマス、地熱、廃棄物からのエネルギー回収、バイオガス等）の開発とともに、効率性を高め、二酸化炭素を削減するためのエネルギー構成の変更
- ・ 資産を高めるためのサービスの追加（例えば、電力網の支援サービス）

このように、Dalkiaは、都市部の冷暖房ネットワークの管理におけるフランスの主導者の1つであり、350の都市および地方における冷暖房ネットワークを運営し、2.3百万世帯に暖房を提供している。かかるモデルを対象地域に展開することは、将来的な成長の大きな要素となる。

### 産業向け公益事業

Dalkiaは、2,030の産業用施設のための産業向け公益事業において、活動的である。課題は、（とりわけ二酸化炭素排出量を管理し、エネルギー回収の評価を行うことによる）環境パフォーマンスの向上、また競争力および供給の安全保障の向上である。

Dalkiaの戦略は、その企業用顧客のエネルギー使用および温室効果ガス排出量を最適化しながらも、それらの発電量および施設の技術的管理に責任を持つことで、当該顧客がそのコア・プロセスに集中することを可能とすることである。Dalkiaは、以下を含む幅広い一貫した一連のサービスにより、他社と差別化を図っている。

- ・産業向け公益事業（蒸気、電気、冷氣および圧縮空気）の最適化
- ・必要に応じた使用の調整
- ・不可避のエネルギーおよび回収可能な副産物の供給源の特定
- ・産業用建物の利用の最適化
- ・温室効果ガス排出量の削減

## 建物向けエネルギー・サービス

建物向けエネルギー・サービスは、建物のエネルギー施設の管理（地方の火力エネルギー発電の最適化、変換されたエネルギーの供給、技術的施設の運営および維持管理）から構成される。また同サービスは、既存システムの効果を最大限にし、二酸化炭素排出量を削減するために、その運営の向上を目指す。Dalkiaは、第三次産業、公共部門、民間部門および民間部門の顧客のために、施設の設計、建設および更新から、変換されたエネルギーの供給および管理ならびに施設の維持に至るまでの統合されたエネルギー・サービスを提供する。

## 2017年におけるDalkiaの主要な業績

Dalkiaは、暖房ネットワークに関して、再生可能エネルギーおよび回収エネルギーを利用した（リヨン、シャルルヴィル・メジエール、サルグミヌ、ベテュヌ、ポワチエ、リモージュ等のものと同様の）新たな都市部の暖房ネットワークの拡張および構築を完成させた。これにより、再生可能エネルギーおよび回収エネルギーは、今やDalkiaのエネルギー構成の37%を占める。

建物のエネルギー・サービスについては、建物の暖房関連の修復が含まれるエネルギー・パフォーマンスに関する契約に重点が置かれている。

さらに、Dalkiaは、（トヨタ、Munksjo、PSA等の）コジェネレーション開発の例を通じて、企業用顧客のための経済面および環境面でのパフォーマンス・ソリューションを模索し続けている。

またDalkiaは、EDF Energyと共同で保有するジョイント・ベンチャーのEDF Energy Servicesを通じて、英国のImtechを取得し、またポーランドのMatex Controlsの株式資本の100%を取得することにより、国際的な発展および活動を続けている。

## フランスにおけるDalkiaの主要子会社

### Optimal Solutions

Optimal Solutionsは、Dalkiaグループの完全子会社であり、自らをフランスにおけるエネルギー効率化ソリューションの設計および実現の専門機関と位置付け、2つの事業、すなわち地方自治体ならびに第三次分野および住宅分野の建物のエネルギー・パフォーマンスに関する事業、ならびにサービス分野および産業分野の電気設備および電気機器のエネルギー・パフォーマンスに関する事業を通じて、Dalkiaの対象地域を全面的に補っている。

### Tiru

Dalkiaグループにより75%保有されている子会社のTiruは、地方自治体および企業用顧客を対象とした廃棄物の回収を専門に扱う会社である。

- ・燃焼、メタン化および廃棄物固形燃料（SFR）を燃料とするボイラーを通じて行われるエネルギー回収によって可能となる電気、蒸気またはバイオガスの生成
- ・堆肥、リサイクル可能な物質の分別およびパッケージングならびに廃棄物固形燃料の生成を通じて行われる物質回収

Tiruは、フランス、英国およびカナダに所在する施設の設計、建設および現在では運営を行っている。

### Cesbron

Dalkiaグループの完全子会社であるCesbronは、企業用顧客および第三次産業用顧客向けに冷房に関するソリューションの設計、導入および維持管理を専門に扱う。同社はまた、パン屋および産業用キッチン向けに冷房に関するソリューション、空気処理ならびに可逆性のある熱処理を提供している。

### Dalkia Biogas

Dalkiaグループの完全子会社であるDalkia Biogasグループ（旧Verdesis）は、バイオガスの生成および回収を専門に扱う。同社は、フランスおよびベルギーにおいて事業を行っており、産業向け、農業向けまたは地域向けにメタン化、バイオガス処

理（乾燥およびろ過）、コジェネレーションまたは処理によるバイオガスの回収ならびにバイオメタン注入のサービスを提供している。

#### **CRAM**

CRAMグループは、主として、建物エネルギー・サービスを専門に扱う地域企業である。2017年にDalkiaは、CRAM SAの資本における持分割合を85%から95%に引き上げた。

#### **Techsim**

Dalkiaグループの完全子会社であるTechsimは、産業分野および原子力分野における圧縮空気、窒素および呼吸可能な空気の生成に関するエネルギー・ソリューションを専門に扱っている。

#### **Asteriot**

Asteriotは、接続対象物から収集した情報を利用して、集団で利用される建物（住戸、第三次産業用および行政用の建物）における流体管理およびエネルギー最適化のソリューションを提供している。Dalkiaグループは、2017年6月、Asteriotの持分の51%を取得した。

### **フランス国外におけるDalkiaの主要子会社**

#### **Matex Controls**

ポーランドに拠点を置くMatex Controlsは、商業用建物および企業用顧客の技術設備（換気、暖房、空調、防火等）の設計、構築および維持管理を行っている。同社はまた、建物のエネルギー・パフォーマンス管理に対して、VEMS®（バーチャル・エネルギー管理システム）を含む革新的なソリューションを提供している。

#### **ZEC**

ZECは、主として、ポーランドのカトヴィツェ（上シレジア）の地域における熱源の生成および配給を専門に行っている。同社は、暖房ネットワークおよび配電施設で使用する炭鉱ガスのエネルギー回収において、専門技術を有している。

#### **Fenice Rus**

企業用顧客向けのエネルギー効率化を専門に扱うFenice Rusは、ロシアのエネルギー・サービス分野における先駆者のうちの1社である。

## Imtech

2017年にDalkiaによって取得されたImtechは、英国およびアイルランドにおいて、火力および電力に関するエンジニアリング、設備の技術的メンテナンスおよび取得システムとデータ管理システムの統合を専門に扱っている。Imtechは、建設分野、産業分野、サービス分野および地方自治体に対してサービスを提供している。

## Groom Energy Solutions

Groom Energy Solutions LLCは、米国全土の企業および企業用顧客に対して、コンサルティング、プロジェクト管理およびエネルギー効率化業務のパフォーマンスへの包括的アプローチを提供している。

## (ロ) Citelum

Citelumは、スマート・ライティングおよび接続サービスを行うEDFグループの子会社であり、かかる分野においてフランスのみならず、世界で主導的な事業会社の1つである。

フランスにおよそ450人の従業員を有するCitelumは、主に欧州（フランス、イタリア、スペインおよびデンマークを含む。）ならびに米州（米国、メキシコ、ブラジルおよびチリを含む。）において2,600人近くの従業員を有しており、これにより世界中（メキシコ、コペンハーゲン、バルセロナ、ローマ等）の1,000を超える都市へのサービスを管理することが可能となっている。

ある照明器具の技術的な変更によって、今では既存の接続インフラを利用することが可能となり、エネルギー貯蓄、設置の遠隔管理および安全性の向上のほか、文化財の展示が促された。さらに、他の機器（センサー、カメラ等）に接続されているこの照明器具は、公害の防止、地域のビデオ監視、利用者への情報提供または都市部の交通および駐車管理の分野において、新たな付加価値サービスを提供する。

Citelumは、以下の3つの価値連鎖に取り組んでいる。

- ・エネルギー支出を制限しながらも、照明の最適化を行うことを通じて顧客への魅力を高める。
- ・割り当てられた資産の使用を最適化することにより、認識している安全性を改善する。
- ・より流動的な交通および駐車を実現し、顧客からの収入の増加を促進する。

Citelumは、融資ソリューション、子会社のCitegestionのデジタル都市空間管理プラットフォームであるMuse®の革新および契約によるエンジニアリングの優れた技能をサービスの提供に盛り込むことにより、設計および作業の完了から維持管理までのプロジェクトのすべての段階を支援する能力で差別化を図っている。

2017年、Citelumは、Bouygues Energies & Servicesとともに、ディジョン都市圏の公共空間のための革新的な接続型管理プロジェクトを実施する役目選ばれた。12年間に及ぶ当該プロジェクトは、地域の24のコミューンにより共有され、65%のエネルギー効率化を規定する設計、建設、運営および維持管理に関する契約に従って実施される。一元管理されている指令センターは、主として、都市空間管理プラットフォームであるMuse®に基づき設計されている。かかるプラットフォームは、イベントの調整、施設の管理、地域の保安および都市部をより魅力的にするといった面で、ディジョン都市圏の需要を満たすものとなっている。

2017年、Citelumはまた、米国のニューメキシコ州との間で、アルバカーキ市における街路照明の修復およびCiscoとともに「スマート・シティ」プラットフォームの設計に関する契約を獲得した。かかる15年契約には、20,000の街路照明のLEDへの変更、「IoT」構造（モノとモノを繋げるウェブ・プラットフォーム）の導入および作業と維持管理の一元管理システムの活用が含まれている。Citelumは、市の照明システムの修復およびMuse®プラットフォームの使用を通じて、市が指標によって裏付けられる市の最適水準の照明およびサービスを確保しながらも、プロジェクトの過程で、パフォーマンス目標である58%のエネルギーの貯蓄および123,000トンの二酸化炭素排出量の削減を達成することを可能にした。

2017年、Citelumはまた、メキシコ・シティ（メキシコ）およびナポリ（イタリア）との主要な契約2件に着手し始めている。

Citelumは、主にコペンハーゲン（デンマーク）、シラクサ（イタリア）、サン・クガ（スペイン）およびセート（フランス）を参考にして、既に世界中でこの種類のソリューションを実施している。

## (ハ) EDF Nouveaux Business

革新は、常にEDFの戦略の中核にある。2017年6月、EDFグループは、その業務の範囲を広げるために、EDFの新興企業のインキュベーターとして「EDF Nouveaux Business」という新たな組織を設立した。

EDF Nouveaux Businessの目的は、住宅用顧客、企業および地方自治体に対して革新的かつ競争力のある商品およびサービスを提供することにより、当グループの新たな成長の原動力を作ることである。EDF Nouveaux Businessは、今後2年間で、新興企業10社に対し、以下の5つの分野を優先的に、40百万ユーロを投資する予定である。

- ・住宅用顧客および企業用顧客の両方のエネルギー効率化
- ・居住地およびスマートホームの持続可能な福祉
- ・エネルギー・クラウド、すなわち分散型エネルギー・システムの管理（貯蔵、発電の断続性の管理、適応性）
- ・持続可能な都市および地域に提供可能な一連の商品（電気自動車等）
- ・未来の会社および企業用顧客および第三次産業用顧客のオペレーショナル・エクセレンス

EDF Nouveaux Businessは、投資ファンドおよびインキュベーターとして、EDFの研究開発部門と密接な協力関係にある結束の強いチームで構成されており、当グループのすべての資源がオープンな革新および（例えばEDF Pulse、Innovation Hub等の）新興企業との連携にコミットしている。

またEDF Nouveaux Businessは、当グループの従業員のアイディアおよび専門知識も活用しており、起業家的アプローチの一環として、かかる従業員に対し、プロジェクト開発を支援するための献身的なサポートを提供する立場にある。

さらにEDF Nouveaux Businessは、新規事業の開発および新技術の革新的ソリューションを成功させるために、創業間もない新興企業に直接投資するかまたは当グループのエコシステム、とりわけElectranova Capital等の専門ファンドと繋げることができる。同社はまた、新興企業とともにジョイント・ベンチャーを設立し、新たなビジネスモデルを模索し、フランス国内外の新市場を勝ち取ることを目指すことができる。

EDF Nouveaux Businessは、当グループにおいて複数の新興企業、子会社および投資先（SecLab、ZnR Batteries、Perfesco、EDF Store & ForecastおよびNeot Capitalを含む。）を有している。

さらに、2017年6月1日以降、EDF Nouveaux Businessは、Agregio、Metroscope、N Green Mobility、NeoT OffGrid AfricaおよびHoppy等の新会社の設立に貢献した。

#### Metroscope

2017年12月に設立されたMetroscopeは、社内起業プロジェクトから派生したEDFグループの新たな子会社である。Metroscopeは、人工知能システムを通じて、業務システムに影響を及ぼすランダム外乱、障害および効率損失を特定することにより、あらゆる種類の企業用顧客が産業施設のパフォーマンスの向上および最適化またはそのいずれかの実現を可能にする、リアルタイムの診断を提供している。

これにより産業事業者は、生産施設の維持管理を最適化し、業務コストを削減することができる。かかる「ファクトリー4.0」ソリューションは、EDFの原子力発電所の経営幹部により選ばれたものであり、現在フランスの58の原子力発電ユニットで活用されている。また当グループは、2019年までに、Metroscopeのソリューションを社外の産業顧客向けにも売り込む予定である。

#### (二) EDFグループのその他のサービス子会社

EDFが提供する一連のエネルギー・サービスは、EDFグループ内におけるその他の子会社によって完成する。かかるサービスは、異なる区分の顧客（個人、専門家、法人および地方自治体）を対象とした特殊分野に焦点を当てており、調査、建設、設備保全、投資資金融資ならびに許可および助成金を取得するための補助を含む広範囲の業務を網羅する。

#### エネルギー管理

顧客によるエネルギーおよび流体の消費の管理を支援するため、EDFグループは施設の監視および管理ソリューションを提供する。EDFグループの子会社であるNetseenergyおよびEdelialは、この戦略的な分野において活動的である。



## Netseenergy

EDFにより完全保有される会社であるNetseenergyは、企業用顧客および地方自治体が不動産のエネルギー・パフォーマンスを最適化することができる一連のサービスを提供する。同社は、以下のサービス提供等を行う、エネルギー管理のデジタル化における重要な事業者である。

- ・革新的なエネルギー監査：顧客のエネルギーおよび不動産に関するデータのアルゴリズム制御ならびに科学データおよびビッグデータ
- ・エネルギーおよび不動産のパフォーマンス管理：自動化データの回収、モバイル・アプリケーション、エネルギー管理業者によるカスタマイズされたエネルギー管理

## Edelia (Edev Téléservices)

EDFにより完全保有される会社であるEdeliaは、エネルギーの監視および管理に関するソリューションの設計、開発および導入を行っている。Edeliaは、12年以上にわたり、エネルギー・データに意味を持たせる複数のデモンストレーターの運用を通じて、スマートホーム・データの最適化に係る専門技術を習得している。Edeliaは、EDFグループの顧客に対して、一連のデジタルかつ革新的なソリューション（モノとモノを繋げる「IoT」ウェブ・プラットフォーム、サービス・ハブ、アプリケーション、ウェブサイト、アセスメント等）を生み出している。スマート・メーターおよびスマートホームの運用の観点から、これらのソリューションはモジュラー型であり、個人および専門家の両方における様々なユーザーに適合する。接続されている対象物からのデータ・マイニングは、子会社の専門領域を広げ、エネルギーのコーチングを含むソフトウェアのノウハウを強化した。

## 電気モビリティ

現在、輸送分野は化石エネルギーに大きく依拠しており、二酸化炭素の排出の大きな原因の1つとなっている。それにもかかわらず、低炭素電力は、環境に配慮した電気モビリティおよび地域の輸送の発展のための方策となっている。これが、EDFグループが、とりわけその子会社Sodetrelを通じてこの分野に投資を行っている理由である。

当グループのソリューションには以下のものが含まれる。

- ・電気自動車の充電インフラに係る位置決めおよび規模に関する地方自治体および法人向けのコンサルティング・サービス
- ・すべての顧客部門（住宅用顧客、地方自治体および法人、駐車場ならびにスーパーマーケット）のための充電インフラの設置
- ・充電スタンドの遠隔による管理および監視

当グループはまた、グルノーブル、ニースおよびモナコにおいて、試験的な自動車の相乗りに参画した。

## Sodetrel

EDFにより完全保有される会社であるSodetrelは、地方自治体、エネルギー・コンソーシアムおよび法人向けに一連の電気モビリティ計画を提供している。これに関連して、同社は、充電インフラの提供および設置から関連サービスの商業的運営まで、また、充電スタンドの監視ならびに技術的運営および維持管理のための手元の重要なソリューションに係るツールを含め、顧客に対して幅広い提案を行う。

Sodetrelは、最終顧客（法人または個人の利用者）のエネルギー消費およびエネルギー・ネットワークを最適化するために、スマートな接続型の充電ソリューションの提供を行っている。

2015年以降、Sodetrelは、コンソーシアム（当該コンソーシアムは、EDF、製造業者であるRenault、日産、BMW、VolkswagenおよびParisTechによって結成されている。コリドー・プロジェクトは、欧州委員会から、資金の半分の提供を受けている。）の枠組みにおいて、高速道路で相互利用が可能で、市場の電気自動車のすべてのモデルに互換性のある200基の急速充電スタンドによるネットワークを設置している。

## 電気工学：HTMS

EDFの完全子会社であるHTMSは、高電圧および中電圧の機器および変電所の運営および維持管理、回路ブレーカーおよび回路変圧器の供給および交換、故障点検、プロジェクト管理の支援ならびに訓練に関与している。同社の主要な事業は、操作者の安全性、施設の利用可能性ならびに施設および機器の持続可能性を確保するために、維持管理の最適化を行うことである。

また同社は、独自の評価およびコンサルティング（業務監査、維持方針の定義および機器のアップグレード）ならびに主要なプロジェクトの監視業務も提供する。

その活動は、事業上の子会社（ボルドー、リヨンおよびアヴィニョン）が付随する3つの機関（Lorette、AudruicqおよびNantes）を中心に組織されている。

2017年、HTMSは、2016年から売上高が20%伸び、拡大し続けている。同社は、ポルトガルの会社であるEfacecとの間で、電力変圧器の重整備および修理に関するパートナーシップ契約を締結することにより、企業用顧客向けのHVA維持管理の市場に対して力強く参入した。

#### 暖房：CHAM

EDFの完全子会社であるCHAMは、フランスにおける暖房設備および温水生産機器の維持管理および交換の分野において、主要な事業者である。同社は、個人宅ならびに公共および個人の集合住宅に関して住宅用顧客との間の仲介、ならびに専門家との間の仲介を行う。

CHAMは、顧客の機器のパフォーマンスを改善させるために、年間700,000件を超える仲介を行う。

#### エネルギー効率への第三者投資：Perfesco

EDFの完全子会社であるPerfescoは、エネルギー移行に関して顧客を支援するために、投資コストの補填および導入を含むエコ・エネルギー効率化サービスを提供している。同社は、これを行うために、主要な経済事業者の高エネルギー消費項目を特定し、より経済的な機器の設置を提供し、節約できた分にに基づき利益を生み出す。

#### (ii) ガス事業

欧州において、EDFグループは、フランスの全国消費量の半分に相当する、25十億立方メートル超のガスを必要とする。そのため、EDFは約5百万の顧客、コジェネレーション発電所およびガス発電所に対するガス供給の保障を確保するガス戦略を開発した。

このように当グループは、主として、フランスのEDFおよびその子会社（EDF Energy、EDF LuminusおよびEdison）を通じてフランスおよび欧州の両方における天然ガスチェーンの事業を行っており、これは資産運用サービスおよび上流部門業務の開発に関する契約を通じて、2017年8月1日から当グループのガス・プラットフォームとしての役割を担っている（「第2 3（2）⑤（ii）（イ）EDFグループのイタリアにおける戦略」を参照。）。また、当グループは、大陸および英国の卸売市場への関与に関連した短期事業についてEDF Tradingに依拠しており、コジェネレーション発電所についてDalkiaに依拠している。

最後に、当グループは、欧州外、とりわけ主要な企業用顧客および配給事業者への重要な天然ガス供給業者であるEDF Energy Servicesが所在する米国において、事業を行っている。

#### (イ) 天然ガスの最終市場

2017年12月31日の欧州における下流部門の顧客ポートフォリオは、以下のとおりであった。

- ・フランス（EDFおよびÉS）：2017年に約35.2TWhを消費した約1.5百万人の顧客（小売業者の顧客から主要な事業者まで）
- ・イタリア（Edison）：15%の市場シェアを占める、6.91Gm<sup>3</sup>のガス（約73.1TWh）に相当する約480,000人分の顧客口座
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約5%の市場シェアを占める約2.0百万人の顧客口座（27.8TWh）
- ・ベルギー（EDF Luminus）：約18%の市場シェアを占める約611,800人分の顧客口座（13.6TWh）

#### (ロ) ガス資産およびプロジェクト

##### (a) 供給源

欧州において、当グループのガス供給は、カタール、ロシア、北海および北アフリカから生じる、短期および長期のガス市場ならびに長期ガス契約の多様なポートフォリオを通じて確保している。

米国では、供給の大部分は、ガス市場から確保している。

世界のその他の地域においては、当グループのガス発電所の供給力を確保するために、特定の契約が締結されている。

##### (b) インフラ

##### ガス・パイプライン

EDFグループは、欧州ネットワークにおいて、様々な送電容量に係る権利を保有している以外に、その子会社のEdisonを通じてガス輸入インフラ・プロジェクトに参加している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」を参照。）。

#### 液化天然ガス（LNG）再ガス化ターミナル

EDFは子会社のDunkerque LNG（EDFが65%、Fluysが25%、Totalが10%を保有する。）を通じて、2017年1月1日以降、ダンケルクのグラン・ポール・マリティーム内に、新たなメタン・ターミナルの稼働を開始した。年間13十億立方メートルの再ガス化容量を有するメタン・ターミナルは、その商業運転を開始した。600,000立方メートルの貯蔵容量を有し、フランスおよ

びベルギーの輸送網に接続されている当該ターミナルは、近くに位置するグラブリンヌ原子力発電所の温水から生じる液化天然ガスを再加熱するために必要なカロリーである二酸化炭素を生成しない特殊性がある。EDFはまた、ターミナルを使用する主要な荷主である。

イタリアにおいて、Edisonは、2017年10月、ロビゴ洋上ターミナルを運営する会社であるAdriatic LNG Terminalの株式持分の7.3%をSnam Spaに売却した。それでもなお、Edisonは、ターミナルの再ガス化容量の80%（年間で6.4十億立方メートル）を使用する権利を保持している（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。

当グループはまた、ゼーブルッヘ（ベルギー）のターミナルにおいて、再ガス化容量を有している。

## 貯蔵

ドイツにおいて、EDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている。EDFは、約190百万立方メートルの岩塩空洞貯蔵容量を有している。

イタリアおよび英国における貯蔵事業については、それぞれ「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（e）規制業務」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（c）火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

当グループはまた、オランダ、ベルギーおよびフランスにおいて貯蔵に係る権利を有している。

## （c） 探鉱および生産（E&P）

当グループは、Edisonを通じて、上流の炭化水素の探鉱および生産の業務を行っている（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。ガスの確定埋蔵量は36.5十億立方メートルであり、2017年には2.8十億立方メートル生産された。

## （iii） 最適化および取引：EDF Trading

EDF Trading（EDFT）は、EDFグループおよび第三者に対して市場、最適化およびリスク管理に関するサービスを提供する、EDFグループのエネルギー卸売市場との専用インターフェースである。同社は、欧州、北米およびアジアにわたり、電力、天然ガス、LNGおよびLPG、環境商品ならびに（JERA Tradingとのパートナーシップを通じて）石炭および貨物の卸売市場で業務を行っている。EDF Tradingは、欧州および北米において最大のエネルギー卸売市場取引業者の1つである。同社は、子会社であるEDF Energy Servicesを通じて、発電企業向けおよび小売業者向けのエネルギー管理サービスの主要な独立した提供者の1つであり、北米の大口の商業用利用者および企業用利用者に対する小売供給業者の上位10社に含まれる。

EDF Tradingの登記上の本店はロンドンに所在する。同社は、約820人の従業員を有しており、英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構の監督を受けている。

## 欧州における電力市場

EDF Tradingは、EDFグループの資産運用者および第三者に対して広範囲なリスク管理サービスを提供する、欧州の電力卸売市場における主導的な参加者である。同社は、広範な地理的基盤および事業規模を有しており、それにより市場の変化に素早く適応することおよび必要に応じて新規事業を展開することが可能となる。2017年にEDF Tradingは、そのARENHのコミットメントを管理するためにEDFと密接に連携し、EDFの水力関連および火力関連の資産の適応性の管理に助力した。また同社は、水力発電スワップ、付随的サービスおよび新たな日中／翌日物ハブへの参加を含む新規の最適化サービスを開始した。EDFTは、Edisonとともに電力取引のためのジョイント・ベンチャーを設立し、またEDFの大口の商業用および企業用（C&I）の顧客へのサービスを拡大した。

## 欧州におけるガス事業

EDF Tradingは、欧州のガス卸売市場における主導的な参加者である。同社は、生産、輸送権、長期供給契約ならびに再ガス化および貯蔵の能力を含むEDFグループ企業のガス資産を最適化している。これにより、完全なガス卸売市場のソリューションを通じたEDFグループおよび第三者顧客への支援が可能となる。2017年にEDFTは、EDFの貯蔵容量のマーケティング、最適化および輸送を管理し、非流動的な市場ハブに晒されているEDFの資産に対して構造的なソリューションを提供した。同社はまた、Dalkiaに対して、ガス市場へのアクセスに関するサービスを開始した。

## 北米における電力事業およびガス事業

EDF Tradingは、広範な地理的基盤を持つ北米のエネルギー卸売市場における主導者である。また同社は、主要ガス業者の1つである。EDFTは、約4.2Gm<sup>3</sup>（150bcf）の天然ガスの貯蔵の契約および管理を行っており、約1.4Gm<sup>3</sup>（1日当たり50bcf）のガスの取引を行っている。同社は、電力、天然ガスおよび環境に関する長期的な商品を含む、顧客との契約ポートフォリオを有している。さらに同社は、使用量徴収、ガスの貯蔵、ガスの輸送および輻輳管理も行っている。2017年、EDFTは、Rockies ExpressおよびANR Pipelineとの天然ガス輸送契約を通じて、物理的な基盤を拡張させた。

## 環境関連商品

EDF Tradingは、環境商品市場に専念しており、有数の再生可能エネルギー発電事業者として、EDFグループおよび世界中の第三者顧客を支援する、複数のコモディティによる幅広い仕組みソリューションを提供している。EDFTは、欧州における発電源証明書による保証、米国における再生可能エネルギー証書および世界のその他の地域における国際再生可能エネルギー証書を含む、コンプライアンスおよび任意の炭素市場において積極的に活動している。さらに同社は、欧州の天候市場のリスク管理商品において広く認められている先駆者および提供者である。2017年にEDFTは、Vestas V100の風力タービン発電機100基によって構成されるテキサス州のロングホーン風力発電プロジェクトを管理するために、米国のEDF Renewable Energyとの契約を延長した。EDFTは、欧州の様々な取引先に対して、2015年から2020年までの発電期間に係るEDFの水力発電資産のマーケティングを行うことにより、20TWh超相当の発電源証明書を売却した。またEDFTは、EDFの住宅用顧客に対して、新たなグリーン・ガス商品の提供を開始した。

## 液化天然ガス（LNG）および液化石油ガス（LPG）

EDF Tradingは、供給、配給および適切なネットワークへの委託を含む全範囲のLNGサービスおよびLPGサービスを提供している。2017年はダンケルクLNGターミナルの商業運転の初年度であり、EDFTは、EDFとともにEDFの容量の販売および最適化に取り組んでおり、大規模なLNGポートフォリオを構築するために、その容量および貨物を同時に増やしている。2017年12月、EDF Tradingは、JERAとの間で、LNGの最適化業務に係る拡張的なパートナーシップに関する契約を締結した。LPGに関して、EDFTは、その取引業務を米国に拡大し、これによりEDFTは、LPGの上流市場により積極的に参加することが可能となる。

## 石炭および輸送の取引

2017年4月、EDF Tradingは、JERAに対する石炭および輸送事業の売却を完了した。EDFTは現在、世界で最大規模の石炭取引業者の1社であるJERA Tradingの33%の株式持分を保有している。

## EDF Energy Services

EDF Energy Servicesは、北米におけるEDF Trading専用の顧客基盤であり、大口の商業用および事業用（C&I）の顧客、発電事業者およびエネルギー小売業者に対して、包括的なリスク管理サービスを提供している。同社は、大口のC&I顧客のポートフォリオに対してあらゆる環境商品、天然ガスおよび電力を提供し、北米の供給業者の上位10位にランク付けされている。さらに同社は、米国およびカナダにおける住宅用顧客および小口の商業用顧客に対して供給を行うエネルギー小売アグリゲーターとの供給契約も有している。EDF Energy Servicesは、米国における第三者の発電所向けの最初の発電事業者であり、115の発電所および数十の負荷需要反応顧客に対して、30,000MW超の発電量を給電している。これらの顧客の一部は欧州の事業体であるかまたは欧州で事業を行っているため、EDFはこれらの顧客の要求にグローバルな規模で応えることができる。2017年、EDF Energy Servicesは、事業基盤およびその顧客基盤を拡張させた。同社は現在、各非規制エネルギー市場および大部分のガス市場において事業を行う資格を有している。同社は、顧客が自身のエネルギー消費に関する情報に対してより効率的にアクセスできるようにし、将来の成長に向けて業務の見積もりを行えるよう、デジタルで統合されたプラットフォームを構築した。EDF Energy Servicesはまた、インディアナ州のノートルダム大学のキャンパスにおいて初となる電気自動車の充電スタンドを設置し、バッテリー・プロジェクトを運営するための新規契約を2件締結した。

### (iv) 株式持分

#### (イ) EDF Trading Logistics

2017年に約1百万トンの燃料油および2.8百万トンの石炭を供給したEDF Trading Logisticsは、燃料油の購入におけるEDFの媒体を務める。同社は、EDF Tradingならびにル・アーブルおよびサンナゼールの港にある石炭ターミナルの事業者との密接な協力関係とともに、フランス本土、コルシカ島およびフランスの海外県におけるEDFグループのすべての火力発電所のために、燃料油および石炭の供給物流業務を行っている。

さらに、EDF Trading Logisticsは、当グループに対し、燃料油（有害物質）の輸送に係るリスク管理業務（ISO 14001認証を取得した業務）およびこの業務から生じる環境危機の管理についての専門知識を提供している。

#### (ロ) その他の株式持分

地方配電会社またはLDC（SMEG、Enercal、Électricité de MayotteおよびEDSB）に対する持分のほかに、EDFグループは産業上の子会社および持分を保有している。これらの企業は、特定の事業分野（すなわち発電、燃料およびエンジニアリング）において当グループの任務に貢献し、特に発電およびエンジニアリングの分野において、EDFのフランスにおける発電資産ポートフォリオの短中期のパフォーマンスを保証する。

かかる企業には、EDFグループに代わって燃料の輸送および取引業務を専門に行うSAE、小規模の発電所における水力発電を専門に行うSHEMA、ならびにEDFの完全子会社であり、また低レベルおよび中レベルの放射線廃棄物の処理および被覆を専門に行うSOCODEIが含まれる。

フランス国外の欧州大陸において、EDFは化石燃料に基づくエネルギー生成資産の戦略的な検討を開始した。

専用資産ポートフォリオの最近の変動については、「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。

### (3) 法令および規制に関する環境

EDFグループの会社は、その事業の遂行において、様々な広範の規制に服する。特に、EDFは、フランスの法律に移行されている電力市場およびガス市場に係る欧州の規制に服し、同時に、適用ある環境、原子力発電、保健および安全に関する規制にも服する。

法令および規制の規定についての以下の説明は、EDFグループに適用されるかかるすべての法令および規制の規定を完全に記載することを意図していない。

#### ① 公共事業体としてのEDF

2017年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の83.50%および議決権の83.60%を保有しており、また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、EDFの資本の70%以上を常に保有していなければならない。

フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号および同日付施行令第2014-949号に服する。

2004年9月9日付命令第2004-963号により設置されたフランス政府株式保有代理機関（APE）は、フランス政府のEDF株主としての権限を実行し、この点に関し、関係する担当大臣と協議してフランス政府の決定および指針を提言し、実行する。

フランス政府が支配株主であるすべての事業体に適用される法律に従って、EDFは、特に、フランス政府による経済的評価および財務評価に関する1955年5月26日付命令第55-733号ならびに国有公共事業体および経済的または社会的目的を有する特定の機関に対するフランス政府による評価に関する1953年8月9日付命令第53-707号に基づく経済的評価および財務評価を通じて、フランス政府による一定の監査手続を受けなければならないことがある。

EDFはまた、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）およびフランス議会による監査手続を受けなければならない。したがって、法定監査人による統制に加え、当社の会計および経営ならびに必要なに応じて過半数を所有する直接子会社の会計および経営が、フランス財務管轄法第L.111-4条、第L.133-1条および第L.133-2条に従ってフランス会計検査院の統制下に置かれる。

さらに、1935年10月30日付命令では、一般財政検査院による監査をEDFに受けさせる権限を経済担当大臣に与えている。

最後に、フランス政府によるEDF株式の処分またはEDF資本のフランス政府保有分の希薄化は、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号に従った特別の手続を必要とする。特に、かかる政令は、いわゆる民営化法である1986年7月2日付法律第86-793号、1986年8月6日付法律第86-912号および1993年7月19日付法律第93-923号による従前の適用ある規制を簡略化したものである。

## ② フランスにおける公共サービス

### フランスにおける公共サービスの法令上の定義

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下に、公共電力サービスの枠組みの概要が述べられている（かかる規定については、「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

### 公共サービスに係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下は、公共電力サービスの目的が、特に、フランス全領土の電力供給を保証し、一般の利益に貢献しつつ、公共電力網の開発および運営を行い、規制販売料金および基本必須料金により電力を供給することにあると規定している。

### 均衡の取れた電力供給の発展に係る使命

均衡の取れた電力供給の発展の使命の目的（フランス・エネルギー法第L.121-3条に規定される。）は、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に規定された目的の達成であり、これはグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により、複数年にわたる発電投資プログラム（PPI）に代わるものである。PPEは、命令により規定され、フランス本土におけるあらゆる形式のエネルギーの管理に係る公的機関の行動の優先順位を設定する。かかる優先順位は、前述の2015年8月17日付法律に従い、2015年11月18日付命令第2015-1491号に規定される、炭素に係る予算および低炭素戦略により設定される温室効果ガスの排出削減目標との互換性がなければならない。

PPEは、（i）供給の保証、（ii）エネルギー効率の改善および一次エネルギー（とりわけ化石燃料）消費の削減、（iii）再生可能エネルギーの利用およびエネルギー回復の発展、（iv）エネルギー電力網、貯蔵および転換の均衡の取れた発展ならびにエネルギー需要の管理、（v）とりわけ国際競争に晒されている事業体に係る消費者購買力およびエネルギー価格の競争力の維持ならびに（vi）エネルギー分野における専門技術の需要の評価および研修コースにかかる需要にいかに対応できるかについての項目が含まれている。

同計画は、その定量的目標ならびに政府およびその公的機関がかかる目標を達成するために動員する公的基金に係る表示予算の上限額を規定している。かかる予算は、コミットメントおよび業績の観点から規定される。同予算は、目的ごとおよび産業部門ごとに分割することができる。

最初のPPEは、当初3年間（2016年から2018年）および第2期の5年間（2018年から2023年）を対象とする。その後のPPEは、2回の連続する5年の期間を対象として作成される。

最初のPPEは、複数年にわたるエネルギー計画に関する2016年10月27日付命令第2016-1442号に規定される。EDFは、法律に従い、2017年4月6日に、PPEの第1期に規定される供給の安定性および発電の多様性に関する目標を達成するために当社が実施する行動を提示した企業戦略計画（PSE）を作成した。エネルギー担当大臣の承認を得るためにPSEが提出されたが、エネルギー担当大臣は、PSEのPPEとの適合性を検討した後、EDFに対して新たな計画を作成するように求めた。

電力供給の均衡の取れた発展の使命には、フランス本土と相互接続されていない地域（コルシカ島ならびに海外県および海外領土）ならびにブルターニュのいくつかの島への供給を保証することも含まれている。コルシカ島、グアドループ、ギアナ、マルティニーク、マヨット島、ラ・レユニオン島およびサンピエール島・ミクロン島は、それぞれ独自のPPEを有する。大都市電力網に相互接続されていないその他の地域（サンマルタン島およびサンバルテルミー島を除く。）は、フランス本土のPPEに追加される項目に服することとなる。

EDFは、発電事業者として、他の発電事業者とともに、この使命の遂行に貢献している。

2019年から2023年までの期間を対象とするPPEについては、2018年度上半期に協議が行われる予定である（PPEの改定案に関する2017年9月6日付決定2017/41/PPE/1）。PPEの採用およびこれに対応する命令の公布は、2018年末までに予定されている。

### 公共送配電網の開発および運営に係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-4条に規定される公共送配電網の開発および運営に係る使命は、以下を確保することにある。

- ・環境に優しい方法による公共送配電網を通じてのフランスにおける合理的な配電サービス。
- ・近隣諸国との相互接続ならびに非差別的な状況の下での公共送配電網への接続およびアクセス。

法律により指定されている、これらの責務を負う公共電力網事業者は、送電についてRTE、配電についてはEnedisおよび現地の配電会社（地方配電会社またはLDC）、大陸の大都市と電力網が相互接続されていない地域における送配電についてはEDFとなっている。

### 電力を供給する使命

フランス・エネルギー法第L.121-5条に規定される電力供給に関する公共サービスの使命は、電力の規制販売料金の恩恵を受けるフランス全土の顧客に対する電力供給を確保することにある。

法律により、かかる使命はEDFおよびLDCに委託されている。

電力の規制販売料金から恩恵を受けることができる顧客についての条件は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に規定されている。

また、電力を供給する使命には、特別な「基本必須」料金（TPN）の適用も含まれている。かかる公共サービスに関する使命は、全電力供給業者に対して割り当てられている。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、「エネルギー・バウチャー」によるTPNの漸進的な移行について規定している。かかるバウチャーは、特別な支払手段であり、それにより財政難に陥っている家庭がエネルギー費用（電気、ガス、燃料油など）または住宅のエネルギー効率の改善に係る費用の一部を補填することができる。エネルギー・バウチャーに関する2016年5月6日付命令第2016-555号に従い、このバウチャー制度は、2016年5月20日以降、フランスのアルデシュ県、アペロン県、コート・ダルモール県およびパ・ド・カレー県において試験的に運用されており、2018年1月1日までに全国的に展開される見込みである。

さらに、電力を供給する使命には、公共電力網に接続する顧客への予備電力の供給も含まれている。関係監督機関は、1回または複数回の入札手続により、予備電力供給業者を指定する。2018年3月15日現在、施行規則がまだ適用されていないため、かかる規則はまだ効力を生じていない。

### 社会的連携

フランス・エネルギー法第L.121-5条は、規制料金による電力供給は、特に電力の規制販売料金および規制販売料金への資格の国内平準化を通じて社会的連携に貢献しなければならないとしている。

フランス社会扶助家族法第L.115-3条は、電力供給業者に対して、冬季（11月1日から3月31日まで）において、電気料金支払遅滞を理由に、個人または家庭の主たる居住地に対する電力供給の停止を実行すること（解約を含む。）を禁止している。ただし、電力供給業者は、一定の場合において、供給電力を減らすことができる（TPNまたは「エネルギー・バウチャー」の恩恵を受けている顧客の場合を除く。）。

EDFは、電力供給業者として、2014年2月27日付命令第2014-274号に従い改正された内容で施行された上記条文ならびに電気、ガス、暖房および水道の料金支払遅滞の場合に適用される手続に関する2008年8月13日付命令第2008-780号の定める条件に従って、電力供給を維持しなければならない。

### 公共サービス契約

フランス・エネルギー法第L.121-46条に従って、2005年10月24日、フランス政府およびEDFにより公共サービス契約が締結された。かかる契約は、EDFおよびフランス政府が行ったコミットメントを詳述し、サービス・コミットメントに対する財政的な補償について定めた規則を明確にするものであり、当該契約に規定されたとおり、新たな契約が締結されるまで有効に存続する旨定められている。

### EDFのコミットメント（電力網事業者を除く。）

EDFの公共サービス・コミットメントには、以下のものが含まれる。

- ・公共電力サービスへのアクセスおよび規制料金を引き続き受けることを選択した顧客への電力供給。
- ・生産および販売。これらの分野にはエネルギー政策の実施および環境に優しく安全な発電を維持することが含まれる。

- ・電力網の安全性への貢献。この点について、特に発電施設の最適化および電力網の均衡を維持するために必要な資源の利用可能性について、EDFはRTEと複数の契約を締結している。

## 電力網事業者によるコミットメント

公共サービス契約において、EnedisおよびRTEの電力網事業者は、公共送配電網の管理および電力網の安全を確約した。これらのコミットメントは、公共送配電網使用料金（TURPE）により賄われる。

これらのコミットメントは、特に、電力網の安全性、供給の質、第三者の安全性および環境保護に関するものであり、これらの4分野は顧客および地方自治体の期待がとりわけ高い分野である。

## よりアクセスしやすいサービス

2010年9月28日、政府およびEDFならびにその他8社の主要な公共サービス事業者は、パートナーシップ契約「*+ de services au public*」（さらなる公共サービスを）を締結した。かかるパートナーシップ契約は、フランスの農村人口に対して、請求書の支払いに関する情報、総合案内、交通チケットの販売等のサービス提供を行うためのアクセスを開発することを目的としている。

受付スタッフおよびインターネットのアクセスポイントは、多重サービス仲介情報ポイント（PIMMS）、公共サービス中継所（RSP）および市役所などその他の建造物等、共有する施設を通じて利用者に提供できる多くの資源のうちの一部である。かかるサービスがフランスにおける22県で展開された実験段階の後、2013年7月、公共活動の近代化に関する省庁間委員会（CIMAP）は、フランス全土でサービスの開始を延長することを決定した。

## ③ 電力市場の規制

### （i）欧州の規制

発電、送電、配電および電力の供給に関する共通規則を定めるため、3つの欧州指令が相次いで適用され、現在のフランスの電力市場の組織の基礎となっている。1996年12月19日付指令96/92/ECは、競争を促すために電力市場を開放するための基礎を築いた。

2003年6月26日付指令2003/54/ECにおいて、主要な原則を踏襲し、新規市場開拓のために資格要件をすべての顧客へ漸進的に拡大する追加的な策がとられた。

「第3電力指令」として知られる2009年7月13日付指令2009/72/ECは、第3次「エネルギー・パッケージ」の一部として導入された。かかる指令は、主として送電系統事業者の独立性の保証を強化し、国内規制当局の権限を増大させる。かかる規定は現在、フランス・エネルギー法に統合された。

さらに、国境を越えた電力取引のための電力網へのアクセス条件について定めた規則は現在、第3次エネルギー・パッケージの一部である2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）第714/2009号により規定されている。この規制は、特に、送電系統事業者が電力網上において国境を越えて電力の流れを受容した場合に必要な費用に対する補償の仕組みを規定している。この補償の支払いは、国境を越える電力の流れの発生地点およびこれらの流れの終着地点のシステムにある国の送電系統事業者により行われる。

最後に、2006年1月18日付で採択された「電力供給の安全性」に関する指令2005/89/ECは、最低限の運営基準が満たされることを確実にし、需要と供給の均衡を維持し、さらに、システムに対する投資を導く、様々な事業者の責任をより明確に規定するために策定されている。この指令の目的は、フランスの様々な法令および規則の中で考慮されている。

## エネルギー同盟

2016年11月30日、欧州委員会は、電力に係るすべての法律の修正を提案する「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」と題する法案パッケージを提示した。かかるパッケージは、11の立法上の文書および欧州委員会の提案に伴う相当数のコミュニケーション関連書類からなる。これらの提案は、電力の卸売市場および小売市場の組織が対象となり、消費者中心の対策の重要性を高めるために策定されている。また法案は、エネルギー効率（30%の目標の提案）および再生可能エネルギー（27%の目標の提案）の観点から、2030年の新たな欧州の目標を確認または提案する機会となる。新たな規制は供給の保証のために提案され、エネルギー規制機関調整庁（ACER）に関して規制の改定案が提示された。すべての規定案は、欧州のエネルギーおよび気候に関する政策の便宜のために、欧州エネルギー同盟の計画の一環として、電力市場にとってより一貫した組織的な枠組みを策定することを目的としている。エネルギー同盟による統治に関する法解釈メモは、パッケージを完成させ、欧州委員会により実施される予定の、加盟国による目標達成の監視方法を規定する。議会討論は2017年初旬に開始され、欧州連合理事会もこれらの文書に関する交渉に参加した。最終的な文書の採択は、2018年度上半期より前に開催される予定はなく、三者間交渉（欧州議会、欧州連合理事会および欧州委員会）については、2018年度下半期より前においても開催されない可能



性がある。そのため新規または改定済みの規定は、加盟国に直ちに適用可能であるか（規制）または国内法に置き換わる必要があるか（18か月のデフォルト期間）によって、2019年から2021年の間に効力が生じる予定である。

## エネルギー規制機関調整庁

2009年7月13日付欧州議会および欧州連合理事会の規制（EC）第713/2009号により、エネルギー規制機関調整庁（ACER）が設立された。ACERは、電力およびガス分野の送配電網規約を発展させる役割を担い、国境を越えたインフラに関する決定を行うことができる（かかる主題については、「第2 3（3）⑥（ii）（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制」を参照。）。

### （ii）フランスの規制：エネルギー法

エネルギー法に関する様々な法規（1906年6月15日付法律、1946年4月8日付法律第46-628号、2000年2月10日付法律第2000-108号、2003年1月3日付法律第2003-8号、2004年8月9日付法律第2004-803号、2006年12月7日付法律第2006-1537号および2010年12月7日付法律第2010-1488号）は、原子力発電に係る規定の大部分を除き、2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス・エネルギー法に統合された。原子力発電に係る規定は、2012年1月5日付政令第2012-6号により、フランス環境法に統合された。さらに、2015年12月30日付命令第2015-1823号により、フランス・エネルギー法の規制の項が体系化されている。結果として、約100のエネルギー法に係る法令が置き換えられた。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、フランス・エネルギー法の多数の規定、とりわけエネルギー政策の目的が改正されている。それらは現在、あらゆる産業部門（とりわけグリーン成長部門）の結集、供給の保証および輸入への依存の減少、競争力があり魅力的なエネルギー価格、人間および環境の健康、社会的連携および地域的統合、燃料不足との闘いならびに欧州エネルギー同盟の推進への寄与を通じて多数の雇用を創出する競争力のある経済を達成することに重点が置かれている。

## 発電施設

フランス・エネルギー法第L.311-5条に基づき発行された運営免許を取得すれば、いかなる者も、命令により定められた電力に関する一定の基準を超えた発電所を運営することができる。電力発電に関連する地方当局の権限および責任については、フランス地方自治体法第L.2224-32条から第L.2224-33条および環境に対する国家のコミットメントに係る2010年7月12日付法律第2010-788号第88条に規定されている。

### 既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）

フランス・エネルギー法第L.336-1条以下で規定されている、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）を規制する法律は、2011年7月1日から施行されている。この点に関しては、「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique*またはARENH）」を参照。

## 電力供給業者の選択

2007年7月1日以降、すべての顧客は例外なく、欧州連合の領域またはフランスと国際契約を締結している国の領域において設立された発電事業者または供給業者と、自己の選択に基づき、自由に電力購入契約を締結できる資格を有する（フランス・エネルギー法第L.331-1条）。

顧客は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に記載の条件に従って、電力の規制販売料金から恩恵を受けることを選択できる。これらの規定の内容は以下のとおりである。

- 電力需要が36kVA以下の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客は、顧客の依頼により、規制販売料金の恩恵を享受する。これは、フランス本土と相互接続されていない地域のすべての顧客にも当てはまる。
- 電力需要が36kVA超の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客のうち、2010年12月7日までに資格を行使しなかった者は、2015年12月31日まで、規制料金の恩恵を享受することができた。かかる顧客は、2016年1月1日以降は、規制料金の恩恵を受けていない。消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条により、6か月間の移行期間について規定されており、2015年12月31日までに供給業者と新規の契約を締結していない顧客は、電力供給の継続による利益を保証するため、最大6か月間の移行期間の間、EDF（または地方配電会社）との契約による利益を引き続き享受するが、その終了日（すなわち2016年6月30日）以後は電力が供給されない。かかる期間中、顧客は、かかる契約を、補償金を支払うことなくいつでも終了する機会があった。EDFは、該当する顧客に対し、移行中の契約の終了について、当該終了の3か月前および1か月前に書面により通知する義務を負う。2016年2月10日付政令第2016-129号により、2016年7月1日以降、継続したガスおよび電力の供給を確保する制度が導入された。2016年6月30日時点で市場基準提案への申込みを行っていない顧客は、CREの2016年5月4日付決定に従い、競争入札手続を経て指定された供給業者の提案する新契約を受け入れたものとみなされる。2016年11

月、CREは、2016年5月に割り当てることのできなかったロットの新規入札を実施した。かかる入札は、電力供給契約を対象とするロットについては、不成功に終わった。

フランス・エネルギー法第L.111-84条は、その資格にかかる権利を行使した顧客への供給と規制料金の顧客への供給の区別がつくよう、内部会計を維持することを求めている。国およびCREは、電力会社の決算書を入手する権利を有する。

### 電力網に対する第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.111-91条は、以下の目的のため、電力網事業者が公共送配電網へのアクセスを保証しなければならないことを規定している。

- ・規制電気販売料金および基本必須特別料金で電力供給に関する公共サービス責任を履行すること。
- ・電力調達契約を履行すること。
- ・フランス国内の領土に所在する発電事業者または供給業者が締結した電力輸出契約を履行すること。

第三者の電力網へのアクセスに関する紛争は、エネルギー規制委員会（CRE）の一部である紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）により取り扱われる。

フランス・エネルギー法第L.341-2条以下に規定される、公共送配電網使用料金（TURPE）は、2017年8月1日に効力が生じている。かかる料金は、送電（TURPE 5 HVB）および配電（TURPE 5 HVA/LV）について、それぞれCREによる2016年11月17日付決定により規定された。2017年1月17日付官報にて公布された2017年1月12日付の決定において、環境・エネルギー・海洋担当大臣は、エネルギー法第L.341-3条に従い、CREに対して、環境・エネルギー・海洋担当大臣のエネルギー政策指針に基づく公共配電網の料金に係る新たな決定の草案を作成するよう要求した。とりわけ環境・エネルギー・海洋担当大臣は、エネルギー移行へと繋がる新たな使用、地域の可動ピーク時をより考慮に入れること、電力網事業者がその任務を遂行できるよう報酬水準を引き上げること、またエネルギー移行法により導入される法的枠組みに準拠した料金の決定方法を適用することを要求した。これを受け、CREは、2016年11月17日付決定を修正する新たな決定は必要ないことを示唆する2017年1月19日付決定を新たに採用した。CREは、2017年10月26日付決定を通じて、TURPE 5 配電に関する2016年11月17日付決定に、顧客管理に付随する費用の補填条件（供給業者手数料）を規定する決定を追加した。

### 特定の発電部門に係る助成金制度

EDFは、電力購入義務を負っており、その結果として施設の事業者との間で契約を締結した。購入義務の制度は、公共電力サービスの近代化および発展に係る2000年2月10日付法律第2000-108号により設定され、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により改正された。これはこの制度のいくつかの面を明確にし、追加報酬の名の下に助成金の新しい形を創出するものである。前述の2015年8月17日付法律に基づく特定の発電部門に係る助成金制度は現在、3組の個別の制度からなる。

第一に、購入義務制度は、フランス・エネルギー法第L.314-1条以下により規定される。かかる条項は、再生可能エネルギーの資源を使用するためまたはエネルギー効率の具体的な形式（例えばコジェネレーション）を持っているため、公共機関が発展の支援を望む技術部門が発電した電力について、EDF（およびサービス提供地域の範囲内において供給の責任を有するLDC）は発電事業者の請求に応じて購入契約を締結しなければならないことを規定している。適格な施設は、フランス・エネルギー法第D.314-15条に記載されている。

フランス・エネルギー法第R.314-2条は、購入義務から恩恵を受けている発電事業者は、エネルギー担当大臣の承認を受けた参考モデルを基準として締結された契約に基づき、そのすべての発電量をEDFに販売しなければならないことを規定している。購入条件、特に、電力購入価格は、エネルギー・経済担当大臣の省令により規定される。

第二に、追加報酬制度は、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により導入され、フランス・エネルギー法第L.314-18条以下に準拠している。追加報酬は、発電した電力の市場での売却および供給量の証書の割当てにより得た収入を補完するものとして発電事業者に対して支払われるプレミアムの形式をとる。この点において、EDFは、契約締結を要求する適格な発電事業者との間および現在購入義務から恩恵を受けており当初の購入契約の条件の残りの部分について追加報酬契約から恩恵を受けることを望む特定の発電事業者との間で、追加報酬契約を締結する義務を負う。追加報酬の受給資格を有する施設は、フランス・エネルギー法第D.314-23条に記載されている。

第三に、エネルギー担当大臣は、発電容量が複数年にわたるエネルギー計画の目標を満たさない場合、フランス・エネルギー法第L.311-10条以下に従い、入札手続を開始することができる。EDFはその後、LDCが供給する地域外で、選出された入札者との間で、電力購入契約または追加報酬を規定する契約（「発電事業者」の資格において、入札で選出されたのがEDF自身である場合は覚書）を締結することを義務付けられている。

エネルギー購入義務に基づき締結された契約から発生しEDFおよびLDCが負担する追加費用については、政府により補償され、とりわけ2015年補正予算法により創設された「エネルギー移行」に係る特別目的会計を財源とする。2016年において、特別目的会計（CAS）は、電力の最終消費に係る国内税（TICFE）の手取金の一部および天然ガスの消費に係る国内税（TICGN）の

手取金の一部のほか、石炭、褐炭およびコークスに係る国内税（TICC）の一部ならびにエネルギー製品に係る国内税（TICPE）の一部から資金を得た。2017年においては、特別目的会計（CAS）は、石炭、褐炭およびコークスに係る国内税（TICC）の一部ならびにエネルギー製品に係る国内税（TICPE）の一部からのみ、資金を得ている。2018年において、2017年12月30日付法律第2017-1837号第50条（2018年予算法）により、TICCおよびTICPEによる予想税収入の不確実性ならびにCASの収入の拡大を克服するために、フランス・エネルギー法第L.314-14条に規定される保証された資源の入札により生じる収入を組み入れられ、当該収入が一定の割合でTICCおよびTICPEに代わる資金源となる。

## 公共サービスの追加費用の補償機構

### 公共電力サービス拠出金（CSPE）

フランス・エネルギー法第L.121-6条により、政府は、EDFおよびLDCに割り当てられた発電および供給の公共サービス任務に帰属する費用をすべて補償しなければならないという原則が規定されている。

発電に関する場合、フランス・エネルギー法第L.121-7条に規定される費用は以下を含む。

- ・入札手続（フランス・エネルギー法第L.311-10条以下）後にEDFおよびLDCにより締結された電力購入契約およびフランス・エネルギー法第L.314-1条以下の枠組みの中で締結された購入義務契約の両契約ならびにフランス・エネルギー法第L.314-18条以下に従い締結された追加報酬契約から生じる追加的費用。
  - ・フランス本土と相互接続されていない地域における以下の費用。
    - －規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的発電費用。電力網事業者が管理する貯蔵施設に関する費用。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
    - －規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的電力調達費用（上記購入義務に関連するものを除く。）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
    - －エネルギー需要管理計画において電力供給業者が支払う費用（当該計画において得られる利益の控除後）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
    - －複数年にわたるエネルギー計画に係る命令に規定される電力供給プロジェクトの実施を目的とした、発電事業者または供給業者により支払われる研究費用。
  - ・2016年補正予算法以降、購入契約、追加報酬契約および入札手続後に締結された契約の締結および管理から直接的に生じた、EDFおよびLDCの直接負担となる費用（適切に管理され、適正に準備された場合に、平均的な企業が負担したであろう費用の範囲内）。

電力供給に関する場合、フランス・エネルギー法第L.121-8条に規定される費用は以下を含む。
  - ・特別な「基本必須」料金（TPN）の実施によって供給業者が被る収益損失および追加費用。
  - ・低所得者向けに作成された計画への参加の結果電力供給業者が被る費用（該当年において、供給者がTPNに関し負担した費用のうち、命令により規定されている割合を上限とする金額）。
- さらに、フランス・エネルギー法第L.121-8-1条の規定に基づき、負荷制限容量が複数年にわたるエネルギー計画に規定される目標に達しなかった場合に公共送電網事業者が開始する可能性のある入札に関して、当該公共送電網事業者の負担する費用を拠出することも、CSPEの目的である。

フランス・エネルギー法第L.121-9条以下に準拠している公共サービス費用の補償機構は、2015年12月29日付法律第2015-1786号（2015年補正予算法）に基づき2016年1月1日に改正されており、これは公共電力サービスの費用の資金調達を確保することを目的としている。

電力（およびガス）の公共サービス費用は現在、以下のとおり総合的に資金調達が行われている。

- ・再生可能エネルギーに係る助成金制度の対象となるエネルギー移行に関連する費用および2015年12月31日現在においてEDFが負う「長期」補償金の不足額の払戻しは、2015年補正予算法により創設された「エネルギー移行」に係る特別目的会計（CAS）として計上された。2016年12月29日付法律第2016-1917号（2018年予算法）では、特別目的会計（CAS）の追加的な財源となる2つの収入源は、石炭、褐炭およびコークスに係る国内税（TICC）の一部ならびにエネルギー製品に係る国内税（TICPE）の一部であることが規定されている。2018年予算法により、TICCおよびTICPEによる予想税収入の不確実性ならびにCASの収入の拡大を克服するために、フランス・エネルギー法第L.314-14条に規定される保証された資源の入札により生じる収入を組み入れられ、当該収入が一定の割合でTICCおよびTICPEに代わる資金源となる。
- ・再生可能エネルギーの助成金制度に付随する費用を除く、その他の公共サービス費用（燃料貧困、フランス本土と相互接続されていない地域における料金の公平性、コージェネレーションおよびエネルギー斡旋に係る予算など）は、一般予算に直接組み込まれる。
- ・公共電力サービス拠出金（CSPE）と改称された電力の最終消費に係る国内税からの収入は、一般予算に直接的に影響を及ぼす。CSPEは、電力の販売価格に対する追加課税の形式で電力の最終消費者から、または自家用に発電を行う発電事業者から直接的に徴収される予定である。

CSPEの金額は、2016年1月1日以降、22.50ユーロ/MWhに設定されている。かかる金額は、2017年および2018年も維持される。例外として、電力集約型および超電力集約型の事業者および配電会社に関しては、料金の減額が0.5ユーロ/MWhから7.5ユーロ/MWhの間で規定された。

2016年2月18日付命令第2016-158号は、公共サービス・エネルギーの使命、各事業者に対して補償される費用の額を決定する手続および費用を負担した事業者に対する補償金の支払いに係る取引に起因する費用の決定に係る規則を規定している。

CREは毎年、前年度に関する事業者の責任である公共サービス・エネルギーの使命に起因する費用を計上し、次年度に係る同様の費用の暫定的な金額を査定し、当年度に係る費用の予想を更新する。このようにすることによって、「エネルギー移行」特別目的会計に割り当てられる費用と一般予算から直接的に調達される費用を区別する。

CREは、毎年7月15日より前に、エネルギー担当大臣に対してこれらの費用の評価額を提示する。

再生可能エネルギー源から発電する施設（主に、風力発電施設および太陽光発電施設）および購入義務から利益を得る施設の大幅な拡張は、ここ数年で、補償される費用の大幅な増加に繋がった。しかし2007年以降、消費者に実際に適用されたCSPEの金額では、これらの費用を補填できておらず、EDFが単独で行い、当グループの負債額に悪影響を及ぼす補償額の不足分の支払いへと繋がった。そのため、電力消費者のみに基づかない資金調達による、均衡の取れた新たな制度（すなわち新たに生じる構造的な不足を回避する制度）を設計する必要性が生じている（電力は最も低炭素なエネルギーである一方で、不均衡な税制度により、その他のエネルギー形態に対する競争力に対してペナルティーが科されることがあり、これは「エネルギー移行」法に基づく二酸化炭素排出量の削減目標と矛盾するものである。）。

EDFおよび公的機関は、2015年12月31日現在の補償額の不足分によって生じた負債（5,779.8百万ユーロ）の返済に関して、合意に達した。2016年1月1日以降に効力が生じている新たな制度の下、かかる負債は、2016年5月13日付命令（2016年12月2日に改正）によって規定される繰延返済計画に従って、2020年12月31日までに支払われる予定である。

2016年12月22日、EDFは、かかる負債の一部（26.40%）を銀行および専用の特別目的事業体（SPE）で構成される投資家集団に対して売却した。遡及権なしのかかる売却の手取金は、総額1.542十億ユーロとなった。売却された負債には、専用資産に分類されない構成要素が含まれている。かかる構成要素の売却は、約645百万ユーロの純負債額の改善へと繋がった。残りは、専用資産に割り当てられる負債の一部に相当する。これは、かかる資産に再投資される予定である。

#### 追加的配電費用の補償

フランス・エネルギー法第L.121-29条に基づきEDFに委託された課金管理である電気料金均衡化基金（FPE）の目的は、関係事業者間の配電網の管理に課せられた公共サービス任務の結果生じた料金（特に、運営している電力網の個別特性に関連したものおよびかかる電力網を規制料金で使用している部分または公共配電網使用料金では賄われないもの）を配分することである。1995年2月4日付法律第95-115号第42条に定められたとおり、地理的、経済的または社会的に個別の問題を抱えた地域の開発への関与に関連した料金も該当する。

#### 供給量の保証

NOME法（新電力市場組織（*Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité*））に由来するフランス・エネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、その顧客の電力消費パターンを考慮してフランス本土における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。これにより、これを履行しなかった場合、行政処分の対象となる条件の下、各供給業者は、ピーク時における顧客の消費に従い供給量の保証を毎年提供しなければならない。供給業者は、発電事業者または負荷事業者から供給量の保証を得るが、公共配電網事業者により認証された供給量を最初に保有していなければならない。

かかるメカニズムの目的は以下のとおりである。

- ・公的機関により設定された（電力の）供給確保の水準を確かなものにする発電容量または負荷制限容量の維持または発展を可能にすること。
- ・かかる容量の報酬を改善すること。
- ・すべての供給業者の間で安定供給に係る費用が分配されていること。

RTEにより提案された「容量メカニズムに関する規則」は、CREとの協議の上で2015年1月22日付省令により承認された。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、小規模の参加者に対しても容量メカニズムが適用され、LDCが容量債務をその他のLDCのみならず「その他いかなる供給業者」にも移行することおよび電力供給業者が容量債務を（消費目的で）最終顧客または（その損失のために）公共ネットワーク事業者へ移行することが許可された（フランス・エネルギー法第L.335-5条）。

さらに、フランス・エネルギー法第L.335-3条により、すべての容量事業者が、実効容量および保証容量との間の相違に係る負債ならびにかかる相違に関する罰金の支払いを第三者へ移行することができる可能性がもたらされた。

2015年11月13日に欧州委員会は、政府補助金に係る欧州規則を踏まえ、フランスの容量メカニズム計画について詳細な調査を開始した。

2016年11月8日に欧州委員会は、フランスの容量メカニズム計画を承認した。フランスは、調査期間中に、新たな容量について長期（7年）契約を取り入れ、外国の容量を考慮に入れ、かつ市場操作の防止策が講じられるよう、容量メカニズムを修正することにつき合意した。

市場の透明性および監視の改善のために行われた修正は、2016年11月29日付命令の公布へと繋がった。これにより、メカニズムが2017年1月1日より効力が生じることが可能となった。EPEX（欧州電力取引所）における供給量の保証に関する最初の入札は、2016年12月15日に実施され、10ユーロ/kWhの価格で、22.6GWの容量の保証が取引された。

引き続き店頭取引を行うことも可能である。

外国の容量供給業者へのメカニズムの解放に関するコミットメントの実施には、高等エネルギー理事会、基準評価国家諮問委員会、エネルギー規制委員会および競争当局からの意見が検討された後、国務院により2012年に採択された2012年の命令の改正が必要となる。そのためフランス当局から欧州委員会に提示されたタイムテーブルは、かかるコミットメントが2019年（配電年度）までに有効に実施されるよう、2018年に適用されるフランスの規制への適応を前提としている。

長期契約の導入に関して、フランス当局は、2019年に容量選択プロセスを実行し、2023年の配電年度について選択された容量への最初の有効な参加を保証するために、当該メカニズムの実施を開始することにした。さらに、2020年から2023年までの期間を対象とするために、2019年までに複数年にわたる契約に係る移行システムを導入する。例を挙げると、これにより、2019年には、2023年の配電年度に係る「持続可能な」メカニズムが、2020年、2021年および2022年の配電年度に係る移行メカニズムと併せて導入されることを意味する（欧州委員会による2016年11月8日付決定の前文138を参照。）。

## 電力負荷制限

かかる主題について、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、負荷制限に関する法規則、とりわけフランス・エネルギー法第L.271-1条以下が改正された。

かかる規定は、以前の法規則を改正し、とりわけ以下の事項を規定している。

- ・負荷制限は、「特別な要求が負荷管理者または電力供給業者により1または複数の最終顧客に対して送られた場合、将来的な消費計画または消費の見積りと比較して、1または複数の消費施設により公共電力供給および配電網から電力の効果的な引込み水準を一時的に削減する行為」として定義されている。
- ・供給とは切り離せない需要反応の提案の一部としての供給業者に対してかまたは負荷管理者の仲介を通じてかのいずれかにより、顧客がそれぞれの需要反応を収益化する可能性がある。
- ・政府は、負荷管理者の容量が複数年にわたるエネルギー計画の目標と合致しない場合、入札募集を企画する（かかるメカニズムは負荷削減プレミアムのそれと置き換わる。）。
- ・最後に、大きな省エネ効果をもたらす負荷削減の場合、法律により、監督機関が負荷管理者およびRTEとの間で共有されている供給業者に対する支払いを要求する可能性があることが規定されている。

かかる規定の適用条件は、直近で2017年3月29日付命令第2017-437号によって完成したフランス・エネルギー法第R.271-1条以下により、またCREにより2016年12月7日付で承認され、2017年に適用された（「NEBEF3.0」規則として知られる）エネルギー卸売市場における需要反応の評価に関する規則ならびにCREの2016年12月7日付決定により承認され、2017年に適用されたバージョンの計画、均衡化メカニズムおよび均衡化に係る費用の回収に関する規則により規定されている。

## 電力の自家消費

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号第119条により、政府は、その自家発電容量の全部または一部を消費するための施設の管理に基づいた確実な発展を保証するために必要な措置を、政令を通じて講じる権限を付与された。

電力の自家消費に関する2016年7月27日付政令第2016-1019号が公布された後、2017年2月24日付法律により承認され、完成したフランス・エネルギー法第L.315条から第L.315-8条が2016年7月28日に公布された。かかる条文は、個人自家消費と共同自家消費を区別し、とりわけ、

- ・自家消費操業を促進し、とりわけ電力の測定に関して必要な技術上および契約上の準備を行い、透明で公平な状況下での自家消費操業を実現可能にするよう電力網事業者に対して要求するものである。
- ・自家消費操業を行う消費者に対して供給を行う発電施設の設備容量が100キロワット未満である場合には、CREが当該消費者に対して公共配電網の特別料金を設定することを規定するものである。

フランス・エネルギー法を改定する2017年4月28日付命令第2017-676号の規定は、とりわけ共同自家消費に関して、これらの規定の適用条件（自家消費を行う資格を得るための要件の基準はないこと、CREの定める「自家消費型」施設向けのTURPEへの資格に関して法律により規定される100kW基準の評価手続、共同自家消費操業に参加する消費者間の発電量の配分に関する一般原則、共同自家消費操業の責任者である法人与公共配電網事業者との間の関係性、ならびに均衡のとれたグループに帰すべき債務から逸脱可能な発電施設の最大容量（命令により3kWに設定されている。））を定めている。

現段階では、自家消費操業の導入方法は未だ決定しておらず、CREは2017年秋に、利害関係者とともに自家消費に関するワークショップを編成し、自家消費への貢献に関して、料金問題、契約上の枠組みおよび支援制度の3つの課題に着手した。

#### 閉域配電網

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号第167条により、政府は、指令2009/72/EC第28条によって可能となった実務の枠組みを規定するために、閉域配電網に関する項目をフランス・エネルギー法に追加するための法律に基づくあらゆる措置を、命令を通じて講じる権限を付与された。

閉域配電網に関する2016年12月15日付政令第2016-1725号を受け、フランス・エネルギー法第L.344-1条以下において、閉域配電網の定義、その法体制、閉域配電網事業者に与えられている使命およびかかる規定が遵守されなかった場合に適用される制裁が規定されている。

フランス・エネルギー法第L.344-13条では、これらの規定の適用条件が国务院の命令によって定められる旨が規定されている。かかる命令は現時点では承認されていない。

2017年2月15日にかかる命令を承認する法案が上院に提出された。

#### 国内ネットワーク

従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号が12月31日に官報に掲載された。

その目的は、とりわけ、公共送配電網および閉域配電網とともに、新たなカテゴリーのネットワークを構成する国内における建物ネットワークの構築および運営を定義し、認可することである。

フランス・エネルギー法第L.345-1条以下に従い、国内ネットワークは現在、次の4つの基準を満たした場合にのみ法的に構築することができる。すなわち、ネットワークを構築する国内の建物は、i)独立しており、ii)単一の所有者に属しており、iii)事務所を主たる使用目的としており、かつiv)住居を含まない。

命令は、これらの法規定を導入するにあたっての条件を定めなければならない。

## 電力分野の規制

### エネルギー規制委員会

エネルギー規制委員会（CRE）は、2000年2月10日付法律第28条により設立された独立した監督機関である。

フランス・エネルギー法第L.131-1条以下には、CREの権限に関する一般的規定があり、CREは最終顧客の利益のために電力および天然ガス市場を健全に機能させるために貢献する任務を負う。この任務に関し、CREは、特に、電力および天然ガスの送配電網へのアクセス条件が競争の発展を妨げないことを確保する。

CREは、提案の権限、助言の権限ならびに意思決定権限（承認の権限および規制の権限）といった大きな権限を有する。

CREは、特に、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して、発電事業者に割り当てられた公共サービスに係る任務に起因する費用の額および関連拠出金の純額に関する提言を行っている。ARENHの価格の計算を考慮に入れた費用を認識し財務書類へ計上する方法を規定する命令が公布された後は、CREがARENHの価格も提案する。さらに、2015年12月7日より、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、（以前は意見を提出することのみ可能であった）電力の規制販売料金および振替料金の変更に関する正当な提案を提出する責任を負っている。かかる提案が受領された後3か月以内に当該大臣が1人も異議を唱えなかった場合に、決定がなされたとみなされる。

CREは現在、公共送配電網使用料金（TURPE）を設定する大幅な意思決定権限を有している。CREは、エネルギー政策指針が遵守されない場合に新たな決定を行うことをCREに求める権限を有する行政当局に対し、その決定を付随する理由とともに通知する。残りの規制権力に基づき、CREはまた、電力網の連結に係る決定ならびにARENHに対する供給業者の権利を計算および調整する規則を定義する決定を行う。

CREはまた、その権限の実現に有用と思われるあらゆる情報を取得し、調査を行う多大な権限ならびに紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）を通じて、紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする幅広い権限を与えられている。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律はまた、監査済みの事業体の費用負担で、監査済みの権限を通じて得た情報を保有する可能性をCREに与えている。

独立した監督機関および公的機関に関する2017年1月20日付組織法第2017-54号ならびに独立した監督機関および公的機関の一般法に関する2017年1月20日付法律第2017-55号により、これらの機関（CREを含む。）は、共通の法的地位が付与された。これらの法律は、主として、構成員の権能、構成員の倫理、これらの機関の業務および組織ならびに議会による統制に関する規則を定めている。

### 規制上の枠組み

#### 公共送配電網使用料金（TURPE）

フランス・エネルギー法第L.341-3条に従い、公共送電網使用料金は、CREの妥当な決定により設定されている。

新たな公共送電網使用料金（TURPE 5 HVB）は、2017年8月1日に発効し、約4年間適用される。かかる料金はCREによる2016年11月17日付決定により設定されたものであり、2017年1月28日付官報において公表された。かかる決定により、かかる料金は2017年8月1日に6.76%引き上げられ、毎年8月1日にインフレーションによる変更（収益および費用の是正により生じる修正を除く。）が行われる。

RTEの資産における財務報酬は、2017年1月1日における規制資産ベース（RAB）の見積額（13,598百万ユーロ）に、固定報酬率を乗じることにより算出する。かかる固定報酬率は、2013年から2016年までの料金実施期間における7.25%の税引前の名目率に対応している。2017年から2021年までの期間に係る固定報酬率は、税引前で6.125%である。

これに基づき、2017年の送電網の利用からの料金収入は約4,168百万ユーロとなり、このうちサービスによる収入は91百万ユーロ、相互接続による収入は389百万ユーロであった。

天然ガスの輸送および配給（2003年1月3日付法律第2003-08号）については、「第23（3）④（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。

#### 公共配電網使用料金（TURPE配電料金）

Enedisの売上高の90%超は、電力送電事業からの収益によるものである。公共送配電網使用料金（TURPE）の水準および構成は、CREが、適格な電力網事業者が負担する全費用を賄うために、透明かつ公平な方法により定めている。

CREによる2016年11月17日付決定を通じて設定された、新たな公共配電網使用料金（TURPE 5 HVA/LV）は、2017年8月1日に発効し、約4年間適用される予定である。かかる料金は、2017年8月1日に平均2.71%引き上げられる予定である。かかる料金はその後、2018年から2020年まで毎年8月1日にインフレーションによる変更（収益および費用の是正により生じる修正を除く。）が行われる予定である。

TURPE 5 HVA/LVに関するEnedisの財務報酬は、（2.6%のRABで支払われる）管理資産報酬と規制株主資本の（4.1%の料率での）報酬の合計額から算出する。



エネルギー担当大臣は、2か月の任期を残し、CREのプロジェクトが国家エネルギー政策を考慮に入れていなかったことを考慮し、2017年1月17日付の官報において公布された2017年1月12日付の決定により、新たな決定を求めた。

CREは、2017年1月19日付の新たな決定により、2016年11月17日付の当初の決定を確定させた。両方の決定が2017年1月28日付官報において公表された。2017年2月2日、Enedisは、国務院に対して、CREによるこれら2つの決定の取消しを求める申立てを提出した。

2017年2月3日、Enedisの株主であるEDFもまた、国務院に対してエネルギー規制委員会（CRE）による同様の審議の取消しを求める申立てを提出した。

国務院は、2018年3月9日に下した決定により、投下資本コストを決定するにあたり、対応する資産に「無リスクの利率」が適用されなかった場合に限り、いわゆる「TURPE 2」料金の（未償却部分について）対象となる料金実施期間中において、更新引当金が割り当てられた作業および認可された当局から送電網事業者に対して引き継がれた作業に対して、TURPE 5の審議を取り消した。かかる取消しは、2018年8月1日までは効力が生じない予定である。CREは、同日付で、TURPEの審議を再開する予定である。

CREは、単一の契約に基づく顧客管理についてEnedisから供給業者に対して支払われるべき報酬（供給業者手数料）に関して、2017年10月26日付決定についての2016年11月17日の審議を終了し、同決定は2017年12月14日付官報において公表された。CREは、従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号がフランス・エネルギー法にもたらした変更、とりわけ、供給業者手数料に関するCREの権限に関するものを考慮し、2018年1月25日付官報において公表された2018年1月18日付の新たな決定に、2017年10月26日付決定のすべてを盛り込んだ。

## Linkyの規制

Linkyプロジェクトは、メーターの耐用年数（20年）について、2015年から2021年の間に設置されたメーターおよび関連システム専用の規制資産ベース（RAB）を用いて、特定の規制枠組みの対象となっている。

また、2014年7月17日付のCREの決定により、コスト・パフォーマンスおよびシステム・パフォーマンス、目標ならびに期限をより良く満たすために、インセンティブ規制について7.25%の税引前の名目率および3%の追加報奨金が定められ、RABへのリターンは10.25%となった。また、インセンティブ規制によって、リターンを引き下げる（ただし、5.25%の下限を下回らない。）可能性のある罰金が生じるおそれがある。

さらに、顧客の料金に対するLinkyによる影響を中立にするため、延長料金が適用されたが、これは2014年から2022年の期間に係る支払いが、2023年から2030年の期間に行われる見込みであることを意味している。この延長料金には、財務費用の持越しを補う4.6%の補償金が含まれており、2030年までに全額支払われる予定である。2017年12月31日現在、繰延額は、+645百万ユーロであった（この金額は、2017年12月31日現在において有効な会計基準に従って作成された当グループの同日現在における貸借対照表では計上されていない、ネットワーク利用者に関するEnedisへの債権を示す金額である。）。

## ④ ガス市場の規制

### (i) 欧州の規制

1998年6月22日付指令98/30/ECおよび2003年6月26日付指令2003/55/ECは、ガス市場を競争市場として開放するための主要なステップであった。

天然ガスの域内市場の機能改善を目的とする新しい規則は、2009年7月13日付指令2009/73/ECおよび天然ガスの輸送網へのアクセス条件に関する2009年7月13日付規制（EC）第715/2009号に規定されている。

かかる規制に従い、容量割当メカニズム（CAM）に係るネットワーク法および均衡化に係る規則が、それぞれ2015年11月1日および2015年10月1日に公式に発効した。前者は送電網内の相互接続地点の容量を、第1のネットワークの発電容量および第2のネットワークの受入容量の一括売却ならびにオークションを通じた相互接続容量の売却により商業化することを要求している。かかる前者の法律は、2017年3月16日付規制（EU）第2017/459号による新たな法律によって置き換わった。後者の目的は、送電網に関する均衡化に係る規則の調和である。

これらの法律は、2017年3月16日付規制（EU）第2017/460号によるガス配給の料金体系の標準化に関するネットワーク法によって完成した。

### (ii) フランスの規制：エネルギー法

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の指令2009/73/ECは、フランス・エネルギー法の規制部分を体系化した2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス法に移行された。フランス・エネルギー法は、2011年6月1日に発効した。

## 天然ガス・ネットワークへのアクセス



フランス・エネルギー法は、施設を運営する事業者との契約に規定される条件の下で、顧客、供給業者およびそれらの代理店が、天然ガスの輸送配給施設およびLNG施設へのアクセス権を有することを規定している。

天然ガス網事業者は、いかなる方法によっても、顧客間または顧客の種類ごとで差別をしてはならない。

## 顧客

2007年7月1日以降、すべての顧客は自由に供給業者を選択することができる。

フランス・エネルギー法第L.445-4条の規定に従い、1年当たり30,000kWhより少ない電力を消費する住宅用顧客および非住宅用顧客は、申請に応じて、無条件に規制料金の恩恵を受けることができる。電力の特別な「基本必須」料金の資格を有する住宅用顧客は、消費の一部に対して、天然ガスの供給に適用される特別連帯料金から恩恵を受けることができる。かかる特別料金は、漸進的に「エネルギー・パウチャー」制度に置き換えられる。

電力使用量が1年当たり30,000kWhを超える顧客は、フランス・エネルギー法第L.445-4条の第2段落に従い、対象となる施設において市場基準提案が認められない限り、当該施設のガスの規制販売料金のみの恩恵しか受けることができない。

1年当たり30,000kWh超を購入し、依然としてフランス・エネルギー法第L.445-3条に規定される天然ガスの販売に関する規制料金から利益を得ている非住宅用最終顧客は、もはや当該料金の資格を有していない。

- ・送電網につながっている非住宅用顧客については、2014年6月18日から。
- ・1年当たりの消費量が200,000kWhを超えた非住宅用顧客については、2014年12月31日から。
- ・1年当たりの消費量が30,000kWhを超えた非住宅用顧客については、2015年12月31日から。

消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条では、電力供給の継続性を確保するために、2015年12月31日より前に選択した供給業者との間で新たな契約を結んでいない顧客が、最大6か月に及ぶ移行期間中に従来の供給業者との間の契約からの恩恵を受け続けられるように、6か月の移行期間が設けられたが、かかる期間の終了（2016年6月30日）後に供給は行われない。かかる期間中、顧客は、当該契約を損害賠償なしにいつでも終了する機会を有する。供給業者は、対象となる顧客に対して、移行契約の条件を、当該契約が自動的に終了する3か月前および1か月前に、書面により通知する義務を負っている。2016年2月10日付政令第2016-129号により、2016年7月1日以降、ガスおよび電力の継続的な供給を確保するシステムが導入された。2016年6月30日時点で市場基準提案に申し込んでいない顧客は、CREの2016年5月4日付決定に基づき、競争入札手続後に指定された供給業者から提案された新たな契約の条件を承諾したものとみなされる。2016年11月、CREは、2016年5月に割り当てられなかったロット、新たに対象となった施設および新たに対象となった消費施設のために、新たな新規の入札を行った。かかる入札により、ガス供給契約に係る1つのロットを獲得することができた。

2017年7月19日付決定により、国務院は、天然ガスの規制販売料金に関する2013年5月16日付命令を廃止した。これは、当該料金を維持することが欧州連合法に反するという根拠に基づいている。実際に天然ガスの規制販売料金は指令2009/73/ECに規定されている条件を充足するものではなく、とりわけ、一般的な経済利益の目的を追求したものではない。ただし、前述の決定は争点となっている命令を廃止したに過ぎず、2016年1月1日以降に有効となっている天然ガスの規制販売料金に関するエネルギー法の規制条項を廃止するものではない。このことから、首相がかかる条項を無効にしない限り、天然ガスの規制販売料金は維持される。

## 供給業者

フランス・エネルギー法第L.443-4条は、供給業者を（i）欧州連合の加盟国の領域または国際協定に従った他の国の領域に本拠を設立し、かつ（ii）エネルギー担当大臣が発行した免許を保有する者をいうと規定している。

EDFは、2004年9月14日付産業担当副大臣の命令により、一般的利益に関するサービスを提供しない非住宅用顧客に対して、また2005年8月9日付命令により、一般的利益に関するサービスを提供する非住宅用顧客ならびに天然ガス配給業者および供給業者に対して、また2007年6月15日付命令により、住宅用顧客に対して、それぞれ天然ガスを供給する許可を得ている。

EDFは、顧客に対して市場基準価格でのみ供給を行う。規制販売料金は、ガス供給の任務を負うEngieおよびLDCによってのみ、提案可能である。

## 地下貯蔵および天然ガス貯蔵施設への第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.421-4条は、11月1日から3月31日までの期間、住宅用顧客および一般的利益に関するサービスを提供するその他の顧客、または、ガス供給の中断を契約において受け入れなかったその他の顧客に対して、供給を行う直接または間接の契約上の義務を遵守するため、すべての供給業者に、毎年10月31日に、代理店を通じて（直接か間接かを問わない。）、フランスにおける天然ガスの十分な在庫を保有することを要求している。

フランス・エネルギー法の第R.421-1条から第R.421-2条は、天然ガスの地下貯蔵施設に適用される法的枠組みを規定している。

2017年7月31日付命令は、天然ガスの供給業者が在庫および貯蔵容量を申告かつ保有する義務を履行する際のその他の調整手段を考慮した条件を定めている。

2017年12月30日に官報に掲載された、従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号により、供給の確保に必要な天然ガスの地下貯蔵施設へのアクセスに関する規則が改定された。かかる改定は、アクセスに関する規制上の枠組みを確立させるために行われ、これらの施設の事業者が負担する費用の補填を、天然ガス輸送網使用料金を通じて保証する。供給業者は、CREの定める条件に従い、入札制度を通じた貯蔵容量の申込みに参加することができる。したがって、フランス・エネルギー法第L.421-4条に規定されている、供給業者による天然ガスの在庫保有義務は廃止された。

#### 監督および違約金

フランス・エネルギー法は、経済担当大臣、エネルギー担当大臣およびCREに対して、ガス市場を監督する権限を付与している。また、エネルギー担当大臣は、違約金を課すこと、または天然ガスを供給する許可を取り消すこともしくは停止することができる。CREは、フランス・エネルギー法の規定に違反する行為が行われたかに関して調査を実施することができる（フランス・エネルギー法第L.135-13条）。

#### ⑤ 公共配電委託

##### 委託に適用されるフランスの法制度

フランス・エネルギー法第L.121-4条以下および第L.322-1条以下ならびにフランス地方自治体法第L.2224-31条に従って、公共配電が公共サービス委託制度の下で行われている。かかる法制度に従い、委託機関は、委託機関および事業者のそれぞれの権利義務を規定する委託契約および一般規定を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関は、複数の地方自治体が協力して組織する公共の機関であることが最も多いが、県間協力によるものが一般的になりつつある。

共同体指令に従って行われた供給事業と配電事業の分離により、公共サービスの2つの区別された任務が認識されるようになった。一方の任務は、独占サービス地域において、EDFおよびLDCに委ねられている規制料金による供給の任務であり、他方の任務は、それぞれのサービス分野においてはEnedisおよびLDCに委ねられ、大陸都市電力網に相互接続されていない地域においてはEDFに委ねられている、公共配電網の開発および運営の任務である。

フランス・エネルギー法第L.334-3条によれば、新規委託契約の締結および修正ならびに既存の委託契約の更新は、3つの当事者、すなわち委託機関、配電網事業者（公共配電網の運営に関する条項について）およびEDF（または地理的地域権限を有するLDC）（規制料金での供給について）により、締結されなければならないと規定している。現在有効な委託契約は、これら3つの当事者が共同で締結したとみなされている。

2014年2月26日付共同体指令2014/23/EUを国内法に置き換えた、委託契約に関する2016年1月29日付政令第2016-65号および2016年2月1日付施行令第2016-86号に従って、規制料金による公共配電網の運営および電力供給に関する委託契約は、公開せずに、また競争入札手続を経ずに、双方の合意をもって締結された。

#### 委託機関の権利

委託機関の権利に関する詳細は、本書の「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。

#### ⑥ 環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制

フランスにおけるEDFの事業は、EDFが事業を行っている他の国における事業と同様に、環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制に服する。かかる規制はより厳しくなり、かつ常に変化しているため、これらの規制の遵守は、当グループが法令遵守を徹底して事業を行うための多大な費用を生じさせている。

##### （i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制

##### 環境に関する規制

##### 環境問題への市民参画

公的機関による、環境に影響を及ぼす規制上の決定および個別の決定の準備過程における市民参画に関しては、フランス環境法第L.120-1条以下に一般的な枠組みが規定されている。専門的規制により定められた個別規定がない場合は、これらの規定が適用される。

この法的枠組みは、環境に影響を及ぼす可能性のある一定の決定に関する情報公開およびかかる決定への参画を保証するための手続を改革した2016年8月3日付政令第2016-1060号の採択に伴い最近変更され、2017年4月25日付命令第2017-626号によって完成した。成長、事業および機会の均等についての2015年8月6日付法律第2015-990号（「マクロン法」として知られ

る。)に基づき採択されたかかる命令は、(i)市民参画の目標および参画した者の権利を定義するフランス環境法の序章として採り入れられ、(ii)意思決定プロセスに先立つ協議手順を拡大し、かつ(iii)終了段階における協議手順を近代化させた。

## 環境責任法 (LRE法)

フランス環境法第L.160-1条から第L.165-2条に統合された環境賠償責任に関する2008年8月1日付法律(LRE)の目的は、一定の深刻度に達した水、土壌および生物多様性に対する環境破壊の防止ならびに改善を促進することである。かかる改善は、環境的観点からのみ行われるものであり、自然環境が以前の状態または以前と同程度の状態に回復されるようにしなければならない。

## 均衡のとれた水資源管理

2000年10月23日付水枠組み指令は、共同体の水政策の基礎である。当該指令は、主要な各河川流域の水の管理および保護の枠組みを定め、地表水の水質の維持および修復の目標(具体的には、2015年までに生態学的水質が健全な状況であることの保証。)を設定する。

フランスでは、当該指令の目標達成を保証するために設計された手段を規定する水および水域環境に関する2006年12月30日付法律により当該指令はまず国内法化された。かかる目標は、各河川流域の水の開発および管理の基本計画(SDAGE)によって定められる。水および水域環境に影響を及ぼす可能性のあるEDFの事業のすべては、SDAGEに定められている目標と適合しなくてはならない。

当該法律は、水の様々な使用法の調整を求めている。したがって、必須とされるバランスの取れた持続的な水資源の管理は、水力発電所の稼働の権利にも影響を及ぼし、間接的には水域環境に影響を及ぼすEDFの活動すべてに影響を与える。

## 生物多様性の保全

EDFは、自然の土壌および水辺を占有し、使用する者として、生物多様性の問題に直接的に関与している。

グルネル環境フォーラムは、生物多様性を保全し回復するため、保護区域(SCAP)の創設に関する国家戦略の導入を含んだ野心的な目標を設定した。かかる目標は、2019年までにフランスの大都市部の地上部分の少なくとも2%について広範囲にわたる保護が行われ、グリーンベルトおよびブルーベルト(緑の回廊を設置し、保護区域間をつなぐことで動植物の移動を可能にする土地利用計画の手法)が開発されることを企図している。

グリーンベルトおよびブルーベルトに関する規定ならびにそれを実施する地方緑化統一スキーム(SRCE)の作成手続の内容は、フランス環境法第L.371-1条から第L.371-6条および第R.371-16条から第R.371-35条に統合され、2012年12月27日付命令第2012-1492号および2014年1月20日付命令第2014-45号により補完されている。

生物多様性、自然および景観の再生に関する2016年8月8日付法律第2016-1087号は、生物の多様性の保護状況を改善させた。生物多様性に関する法律の主要な規定には、フランス環境法に記載される新たな指針(環境法を後退させない方針、生物多様性の保護方針および生物多様性の「純損失ゼロ」の目標)が盛り込まれている。かかる法律により、フランス生物多様性庁(AFB)を含む生物多様性の保護を目的とした新たな機関が創設された。またかかる法律により、環境害に対する補償について、フランス民法に新たな規則が盛り込まれた。

## 単一の環境の許認可

環境の許認可に関する2017年1月26日付政令第2017-80号ならびに2017年1月26日付命令第2017-81号および第2017-82号は、2017年1月27日付のフランスの官報にて公布された。環境の許認可に関する2017年1月26日付政令第2017-80号は、2014年3月以降に導入されている許認可手続を一本化する試みを継続することを目的としている。かかる命令は、単一の環境許認可システムを最終的にフランス環境法に組み込む。この包括的な許認可システムにより、許認可取得の申込みに関して協調的な評価を行い、特定のプロジェクトに関して政府が行う必要のあるすべての決定を単一の書面によって発行することが可能になった(「第2 3 (3) ⑥ (ii) (イ) 環境保護指定施設(ICPE)に適用される規制」を参照。)。EDFのプロジェクトには、単一の許認可手続が適用される可能性が高い。

## 内部告発者

2016年11月8日、フランス議会は透明性、汚職との闘いおよび経済生活の近代化に関する法案ならびに権利擁護当局による内部告発者の指針および保護に関する憲法改正案を最終的に可決した。

2016年12月9日付法律第2016-1691号には、重罪もしくは犯罪、法規制により規定される義務の深刻かつあからさまな違反または公益に対する深刻な脅威もしくは危害について、自ら誠意を持って暴露または報告する個人として定義される内部告発者を保護するための規則が含まれる。法律により規定される規則は、起こり得る刑事手続または懲戒手続から内部告発者を保護し、また社内で使用される内部告発に関する一連の規則を規定することを目的としている。

この枠組みは、同一のグループ内に属するすべての会社に共通の報告手続を規定し、手続の機密性を保証する2017年4月19日付命令第2017-564号の規定によって完成した。

## 環境集団訴訟

21世紀における司法の近代化に関する2016年11月18日付法律第2016-1547号は、集団訴訟に関する一般的な権利を生じさせ、これにはフランス環境法第L.142-3-1号に規定される環境集団訴訟が含まれる。

かかる権利は、似た環境に身を置き、損害を被っている個人の集団が、違反を止めさせ、「環境の汚染から生じる身体傷害および財産への損害」に対する損害賠償を得るために、裁判所に集団訴訟を提起することを可能にするものである。環境集団訴訟は、フランス環境法第L.141-1条に従い認定されている環境保護協会を通じて、または国務院との協議後に公布された命令（2017年5月6日付命令第2017-888号）において定義される条件に従い認定される協会を通じて提起することができ、その目的には、これらの内規によれば、身体傷害の被害者の抗弁またはメンバーの経済的利益の抗弁が含まれる。

## 事業の社会・環境報告義務（RSE）

フランス商法第L.225-102-1条および第R.225-104条は、自社の事業が社会および環境に与える影響に関してEDFグループがどのように考慮しているかについての情報ならびに持続可能な開発に係る社会的義務についての情報をEDFの経営報告書に開示するよう求めている（CSR報告）。

2017年7月19日付命令および2017年8月9日付施行令によってフランス法に置き換わった2014年10月22日付指令2014/95/EUに従い、2018事業年度において前述のCSR報告は、（適用する場合）連結範囲に含まれるすべての会社を対象とした、非財務実績報告書による経営報告書の公表によって置き換わることが見込まれている。

さらに、親会社および下請業者への注意義務に関する2017年3月27日付法律は、（その所在地がフランスの国内であるか国外であるかを問わず）会社、その子会社、下請業者および供給業者の業務から生じる人権、基本的自由、深刻な身体的損傷または環境への損害および健康リスクを特定し、防止するための合理的なデュー・デリジェンス対策を伴う計画の策定および導入を規定している。

## PCBおよびPCT

当グループは、当グループが事業を行っている様々な国、とりわけ欧州において、ポリ塩化ビフェニル（PCB）およびポリ塩化テルフェニル（PCT）に関する規制に服する。

1996年9月16日付欧州指令96/59/ECは、PCBおよびPCTの汚染除去および漸次処理に関する国内計画とともに、これらの物質を500ppm超含む装置の一覧表の作成を要求しており、これらの物質は主に、特定の変電器およびコンデンサーに含まれる。これらの物質を含む装置の汚染除去は、遅くとも2010年12月31日までに完了する予定であった。EDFは、特別処理計画を立案し、かかる目標を達成した。

EDFは、2013年4月10日付命令第2013-301号に基づき、汚染レベルが50ppmから500ppmの装置については清掃および汚染除去の義務を負うが、150超の装置を所有することから、環境担当大臣の命令により承認された「特別計画」の恩恵を受ける可能性がある。この計画では、少なくとも、2020年1月1日までにかかる装置の半分について、また2025年12月31日まではすべての装置について、汚染除去または取壊しを行わなければならない。2013年10月28日付命令により、この特別計画への申込みの内容が規定された。RTEおよびEnedisの汚染除去計画は、2014年4月14日付および2014年7月3日付の2つの命令により承認された。

また、2013年4月10日付命令は、5 dm<sup>3</sup>超のPCBの液体を含む装置の特定、分類、表示および利用に関する新たな義務も規定している。この義務に対応するための規則の詳細は、2014年1月7日付および2014年1月14日付の2つの命令により規定された。

## 温室効果ガス（GHG）

### 割当交換計画

EDFグループの事業のいくつかは、2003年10月13日付指令2003/87/EC（2009年4月23日付指令2009/29/EUによって改正済み）の適用範囲に属し、かかる指令により、京都議定書（排出量割当取引制度（ETS）指令）に規定されるプロジェクトメカニズムを用い、欧州における温室効果ガス（GHG）排出枠取引スキームが創設された。

フランスでは、かかる指令は、フランス環境法第L.229-5条および第R.229-5条以下に置き換えられ、統合された。当グループは、当グループ施設が年間で排出する二酸化炭素レベルと同等の排出枠を譲渡する義務を有している。かかる義務を履行するため、一定の条件の下、当グループは、京都議定書の第6条および第12条に規定されたプロジェクトメカニズムが適用されるプロジェクトにおいて発行されたクレジットを使用することができる（共同実施およびクリーン開発メカニズム）。

ETS指令に従い、温室効果ガス（GHG）排出割当交換計画の第3期は2013年1月1日に開始された。かかる計画に関するフランス環境法における規定は2012年6月28日付政令第2012-827号（2013年7月16日付法律第2013-619号により承認済み）、ならびに2012年12月3日付命令第2012-1343号および2014年2月25日付命令第2014-220号により改正された。2013年1月1日以降、電力分野における原則は、2010年11月12日付規則（EU）第1031/2010/EC号に定義される原則に基づく入札割当てである。かかる日付以降、EDFは、自身の排出枠を100%購入しなければならない。

欧州議会および欧州理事会は、欧州市場におけるGHGの割当価格を維持するため、2015年10月6日付決定（EU）第2015/1814号において、市場から余剰割当分を排除することが可能になる「市場安定化リザーブ」の創設を決定した。このメカニズムは、2019年1月1日に施行される予定である。さらに、2020年以降について、メカニズムの構造的改革が欧州レベルで現在進められている。

## GHG報告

フランス環境法第L.229-25条および第R.229-45条以下（それぞれ、2015年12月24日付の政令第2015-1737号および命令第2015-1738号により改正）に基づき、500名超の従業員を有する企業は、自社の温室効果ガス排出量およびかかる排出の削減に関する行動計画の概要について年次報告書を提出しなければならない。第R.229-46条（上記の2015年12月24日付命令により改正）には、「フランス労働法第L.2331-1条に定義されるグループについては、フランス事業分類において同じレベル2のコードを有し」かつ500名超を雇用する「すべてのグループ企業が、温室効果ガス排出量に関する統合版報告書を作成することができる」旨が規定されている。

かかる開示された情報は4年ごとに更新されなければならない。

## エネルギー効率化

### エネルギー効率化指令

2012年10月25日、欧州連合はエネルギー効率化に関する指令（2012/27/EU）を採択した。国内法化の期限が2014年6月5日であったかかる指令の目的は、欧州連合が2020年までに20%の省エネ目標を達成できるようにすることである。かかる目標を念頭に置き、当該指令はエネルギー効率化サービスに関する欧州の規制（2006/32/EC）およびコージェネレーション（2004/8/EC）の規定を強化した。

2012年10月25日付指令は、EDFグループの事業に影響を与える可能性があるいくつかの規定を含んでおり、その中で最も顕著なものは、加盟国が2014年から2020年の期間中、毎年、エネルギー売上高における年間合計削減量の1.5%に当たる省エネ目標を達成する義務を負うことであり、配電事業者および／または電力供給業者は売上高を減少させざるを得なくなる可能性がある。また、当該指令は、顧客への消費情報の提供、エネルギー・サービスの促進、冷熱生産および電力の送配電の効率の考慮に関する規定も含む。

### エネルギー監査

フランス・エネルギー法第L.233-1条以下（当該指令の第8-4条をフランス法に組み入れる2013年7月16日付法律第2013-619号から派生）は、大規模企業に対して、遅くとも2015年12月5日までに（またその後は4年ごとに）フランスにおける事業活動のエネルギー監査を行うことを義務付けている。対象となる企業の基準、監査の範囲およびエネルギー監査人が充足すべき条件は、フランス・エネルギー法第R.233-1条および第R.233-2条ならびに第D.233-3条から第D.233-9条に規定され、またエネルギー監査の適用条件に係る2014年11月24日付命令によって補完されている。ISO 50001に準拠する公認エネルギー管理システムを利用する企業は、一定の条件において、この義務を免除されることができる。EDFは、当該規制に従って、監査報告書の要約を管理当局に送付した。

### 省エネ証書

国内レベルでは、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書（CEE）メカニズムにおいて、電力供給業者は省エネ義務を課されている。かかるメカニズムにより、販売量に基づく省エネ達成義務を負う個人（義務負担者）の間で配分される3年計画の目標が規定される。当該期間末において、義務負担者は、省エネ活動の実施（直接的もしくは間接的）または全国証明書登録簿（エミー登録）を通じた他の義務負担者もしくは「適格」経済事業者からのクレジットの購入のいずれかによって獲得した、達成義務が課された省エネ相当量の省エネ証書を提示しなければならず、違反した場合は罰則が課される。

2011年1月1日から2013年12月31日までのかかるメカニズムの第2期において発表された合計省エネ目標は、345TWhc（第1期は54TWhc）であった。かかるメカニズムの継続を保証するため、第3期が始まるまでの間、2013年12月20日付命令により、第2期は2014年1月1日から12月31日まで1年延長された。

第3期は、2015年1月1日に始まり、2017年12月31日に終了した。第3期の発表された省エネ目標は、700TWhc（すなわち1年当たり233.4TWhc）であった。2014年12月29日付命令第2014-1668号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および2014年12月に発行された省エネ義務履行のための複数の施行令により、かかる新たな期におけるCEEの発行のための条件が決定された。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、エネルギーが不安定な状況にある世帯のための省エネに関して従前から規定されていた義務に追加の制度を組み込み、第3期におけるCEE制度を改正した。2015年12月30日付命令第2015-1825号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および同日付の複数の省令により、エネルギーが不安定な状況にある世帯のために具体的に設定された省エネ目標を達成するための規則が明確化された。エネルギー供給業者に対するこの具体的な義務の水準は、2016年から2017年について150TWhcに設定された。

第4期は、2018年1月1日に始まり、2020年12月31日に終了する予定である。

省エネ証書に関する2017年5月2日付命令第2017-690号は、第4期の省エネ証書の実施方法を規定するものである。かかる規定では、2018年から2020年までに係る義務の合計水準の目標を、標準で1,200TWhc、エネルギー貧困の状況にある世帯については追加で400TWhcと設定している。これは第3期と比較して、2倍の水準となっている。

### 登録自然区域および指定区域（埋設線）

EDFグループはまた、指定区域およびフランス環境法第L.341-1条から第L.341-22条および第R.341-1条からR.341-31条に規定される登録区域の規制に従わなければならない。

かかる規制の目的は、自然遺産の保護および景観、芸術、歴史、科学、民族または景勝の観点から一般市民の関心が高い敷地を保護することである。「指定」は、他に類を見ない敷地に対して用いられ、幅広く保護の対象になるのに対し、「登録」は、規則の枠組みも緩和され、より制限的でない敷地に対して提案される。

フランス環境法に従い、指定区域における新たな送電線は、埋設されなければならない。この登録および指定は、施設の日常運用にも影響する可能性がある（複数の区域で同時に施設が視認できる場合および政府の建造物監視官による意見（*architecte des Bâtiments de France*）を取得する義務等）。

### 健康、衛生および安全性に適用される規制

#### アスベスト

フランスでは、規制により、建物内のアスベスト含有資材の特定が特に義務付けられており、必要な場合には、対策の監視またはアスベストの除去作業も行わなければならない。また、EDFはアスベスト粉塵の吸入に晒される可能性がある従業員に情報を提供し、保護する規制上の義務を有する。

#### レジオネラ菌

EDFは、環境保護指定施設（ICPE）および基礎原子力施設（BNF）に関する規制（病原性微生物（レジオネラ菌およびアメーバ）の拡散から生じるリスクを回避することを目的とした原子力安全当局による2016年12月6日付決定第2016-DC-0578号を含む。）に服する、特に発電事業を行うのに使用する冷却塔を運転している。EDFは、その他の義務の中でもとりわけ冷却塔内のレジオネラ菌の増殖リスクの系統的分析を実施し、清掃および消毒といった予防保全策を実施しなくてはならない。EDFはまた、関連施設の種類に応じて、月に1回または2回、分析を行わなければならない。

#### ナノ粒子物質

2013年1月1日以降、フランス環境法第L.523-1条以下および第R.523-12条以下により、フランスにおいて生成、流通、または輸入されたナノ粒子物質またはナノマテリアルの量および使用に関する報告が義務付けられた。かかる物質に関する情報は、一般に公開され、監視当局が入手可能でなければならない。申告すべき情報および申告を統制する規則については2012年8月6日付命令において規定された。EDFは、ナノ粒子物質を使用しているため、かかる規定の影響を受ける可能性が高い。

#### 電磁場（EMF）暴露

グルネル第二法に従い、2011年12月1日付命令第2011-1697号は、送電線によって引き起こされるEMFに関する定期的な検査の実施を公共送電網業者に義務付けている。

電磁波の暴露に関する節度、透明性、情報および協議に関する2015年2月9日付法律第2015-136号は、電磁場の発生する備品を住宅用敷地内に設置する者に対する情報提供義務を導入した。今後EDFグループの企業のいくつかはかかる義務の対象となる可能性がある。

#### 化学物質

化学物質の登録、審査および許認可に関する規則（EC）第1907/2006号は、「REACH」として知られ、2007年6月1日から効力を発生し、EDFは、化学物質の使用者としてだけではなく、製造業者および輸入業者としてかかる規制の適用を受ける。EDFは、自社が製造または輸入する年間1,000トンを超える量の物質について欧州化学物質庁へ登録する義務を遵守した。2013年5月、EDFは、いくつかの原子力発電所の現場で製造されるモノクロラミンの登録を行った。

さらに、2012年5月22日付殺生物剤新規規制（EU）第528/2012号によって、現場で生成される殺生物剤製品について、適用範囲を拡大した新たな市場販売許認可手続が規定された。かかる新たな規制環境において、EDFは、モノクロラミンおよび次亜塩素酸ナトリウムの製造業者および使用者に該当する可能性がある。この殺生物剤新規規制の枠組みにおいて、許認可申請の準備および届出が行われる。

## 衛生および環境

衛生および環境ならびに内部告発者保護の分野に関する専門家の見解の独立性に関する2013年4月16日付法律第2013-316号は、事業の公衆衛生および環境分野における通報手続に関する認識を確認し、この手続の利用規則を規定している。また、この法律において、内部告発者の保護制度が体系化され、公衆衛生および環境に関する職業倫理・通報全国委員会（CNDASE）が設立された。複数の命令が、かかるシステムの導入について規定している（2014年3月11日付命令第2014-324号ならびに2014年12月26日付命令第2014-1629号および第2014-1628号）。

## (ii) EDFの施設および当グループ事業に適用される規制

### (イ) 環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制

#### 関連する施設および主要な義務

EDFグループがフランスで運営しているいくつかの施設、特に化石燃料火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に関する法律に服する。かかる法律は、フランス環境法に統合されている。かかる施設は、環境または公衆衛生に与える危険または不利益の程度により、事前申告、簡易許認可（「登録」として知られる。）または許認可に服する。

ICPE規制により、施設が稼働停止になった場合、土地の利用見込みに応じて、敷地の回復が義務付けられている。また、フランス環境法第L.516-1条に従い、許認可（セベソ施設も含む。）および登録の対象となる一部のICPEには財務保証の付与が必要となる。財務保証の基準および額は施設によって異なる。かかる財務保証は、閉鎖前後に事故が発生した場合に講じなければならない措置ならびに閉鎖後の監視、安全作業、修復作業のための資金調達の担保提供を目的としている。かかる保証は、実施する業務による損失または損害を被る可能性がある第三者に対し事業者が負担すべき補償を賄うものではない。

かかる保証の設定義務に関連するICPEの一覧表ならびにかかる財務保証の算定および設定に関する規則は、2012年5月31日付命令（2015年2月12日付命令により改正）および2012年7月31日付命令によって規定される。2014年2月5日付命令は、民間保証基金の仲介で保証を設定する際の枠組みに関する規則を規定している。EDFグループは、かかる新たな要件に関連する施設を運営している。2015年10月7日付命令第2015-1250号により、保証が必要とされる基準が75,000ユーロから100,000ユーロへと引き上げられた（フランス環境法第R.516-1条）。また、当該命令により、フランス預金供託公庫に収納される追加の財務保証が規定され、また保証の実行事由を統制する規則が、特に裁判所命令による清算手続の開始後直ちに実行可能になる点で改正された。

2017年1月26日付の政令第2017-80号ならびに命令第2017-81号および命令第2017-82号において定められる条件に従い、2017年3月1日に、環境の許認可に関する改革が有効となった。同日、ICPEの許認可に服するプロジェクトまたは水法に基づく施設、構造、作業および業務（IOTA）については、2つの手続が環境の許認可に統合された。かかる新たなスキームでは、フランス環境法第I編の範囲内において、「環境の許認可」と題する別の項目を構成し、第L.181-1条から第L.181-31および第R.181-1条から第R.181-56によって構成される「行政上の手続」と題する新規の第Ⅷ章が組み込まれることとなった。

## セベソ施設

2015年6月1日以降、「セベソ」ICPEは、セベソ2指令（96/82/EC）に代わり、セベソ3指令（2012年7月4日付（2012/18））の規定によって統制される。セベソ3指令の効力発生により、セベソ2指令では適用のなかった危険な商品の使用（2008年12月16日付CLP規制の下）がセベソ規制の適用範囲に組み込まれた。

セベソ3指令には、国民の安全性に関する情報へのアクセス、意思決定プロセスへの関与および司法アクセスならびに情報の収集方法、管理方法、入手方法および共有方法の改善に関するより厳格な一連の規定が含まれる。セベソ3指令は、より厳格な検査基準についても規定している。2013年7月16日付法律第2013-619号は、環境法（第L.515-15条以下）にセベソ施設に関して特有のセクションを組み込むことにより、当該指令の法的部分をフランス法に国内法化した。2014年3月3日付の命令第2014-285号および命令第2014-284号ならびに2014年5月26日付命令により完成された当該規定は、2015年6月1日に効力が発生した。



2015年10月7日付命令第2015-1250号により、「セベソ」ICPEに適用される財務保証の設定方法を統制する規則が、特に複数の施設の事業者による当該保証の共同出資を可能にする点で改正された。今後発表される命令によって、当該保証の設定規則および共同出資される保証の算定方法が規定される予定である。

#### 「IED」指令の対象の施設

産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（「IED」指令として知られる。）により、IPPC指令、LCP指令、廃棄物焼却指令およびVOC指令といった現行の複数の指令が改正され、1つの法律へと改変された。

かかる指令の第III章は、特に化石燃料火力発電所の燃焼発電所について規定しているため、EDFに影響を与える。適用される要求水準は、該当する燃焼発電所の火力出力定格および使用される燃料によって異なる。かかる指令の一部は、2012年1月5日付政令第2012-7号を通じてフランス法に国内法化されており（フランス環境法第L.515-28条から第L.515-31条に組み込まれた。）、新規事業を含めるためのIPPC指令の適用の拡大、固定排出制限値の基準となる利用可能な最良の技術（BAT）の範囲の拡大、BATの変更を考慮に入れた運営状況の定期的な再考の必要性の発生、また、場合によっては、土壌の状態についての「基本報告」の要求といった影響をもたらしている。

2013年1月2日付命令第2013-5号には、土壌の状態についてのIED指令の規定の一部が組み込まれた。当該命令の第1条（現在のフランス環境法第R.512-4条）には、施設に大幅な変化があった場合には、土壌の中間分析が必要となり、汚染が発生した場合には、事業者は対策を示さねばならないと記載されている。別の2013年5月2日付命令第2013-374号により、IED指令に特有で規定されていた施設に関する規定がフランス環境法第R.515-58条から第R.515-84条に組み込まれ、IED指令の組み込みは完了した。かかる規定は、発電量が20MW以上の燃焼発電所に関する2013年8月26日付命令に具体的に規定される条件の下、化石燃料火力発電所に適用される。最後に、欧州議会の指令2010/75/EU別紙Iにおいて言及される施設のフランス環境法の規則および産業廃棄物に関する国务院による2010年11月24日付の規則を改定する2017年5月9日付命令第2017-849号は、行政上の手続（審査書類の内容を含む。）を簡素化し、IED指令の実施がより実用化された。

#### （ロ） 基礎原子力施設に適用される特別な規制

EDFは、フランスにおいて、特に、原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付法律第2006-686号（TSN法）に服する。かかる法律は、フランス環境法の施行規則、とりわけ直近では基礎原子力施設の修繕、最終的な操業停止および廃炉ならびに業務委託に関する2016年6月28日付命令第2016-846号により改正された2007年11月2日付命令第2007-1557号、ならびに基礎原子力施設の一般的な規則を定めた2012年2月7日付命令（BNF命令）によりフランス環境法に統合された。これらの規定では、基礎原子力施設（BNF）に適用される法体制が定められている。当該法律は、2016年2月10日付命令第2016-128号（原子力に関する様々な事項に係る規定を含み、特に、原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改定した2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomならびに使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理に関する共同体枠組みを定めた2011年7月19日付指令2011/70/Euratomをフランス法に国内法化した。）によって改正された。また、当該法律はNSAによる制裁の権限に関しても規定している。

このTSN法により、原子力安全担当大臣が主要な許認可の発行および一般規則の立案を行う権限を保持する独立した政府機関である原子力安全当局（NSA）が設立された。

BNFの建設は、公開議論および公的な調査を経て、NSAと協議後の公布された命令によって、また原子力安全担当大臣からの報告に基づき許認可がなされる。かかる建設の許認可を行う命令には、事業者の身元ならびに施設の種類、最大容量および外周が記載されなければならない。BNFの建設の許認可申請には、安全性に関する予備報告（PSR）、当該施設の環境および健康に対する影響調査ならびに廃炉計画およびリスク管理調査（RMS）が含まれなければならない。BNFの建設を許認可する命令により、当該施設の稼働開始までの期限の設定が行われ、安全性の調査が10年ごとに予定されていない場合には、その頻度の設定が行われる。さらに、かかる命令は治安、健康、公衆衛生および自然環境を保護するための基本的な要件について規定している。BNFの稼働開始に関する許認可は、公聴会の後にNSAにより付与される。この点において、事業者は、更新された安全規則ならびに事業者が緊急時に実施しなければならない組織的対策および必要な資源について規定する内部緊急時計画（IEP）を提供する。安全性の定期的な検査では、施設に適用のある規制の遵守を評価し、上記の利益に関わる施設のリスクの評価の更新を行う。

施設設置の許認可に関する命令に基づき、水の汲上げ、廃液および気体廃棄物（放射性物質であるか否かを問わない。）の放出に適用される条件ならびにこれらの業務に関連して設定された制限は、NSAの決定によって設定される。したがって、施設から外界への排出制限の設定に関する決定には行政による承認が必要である。

NSAはまた、施設設置の許認可に関する命令に基づき、事故または事件の影響を防止または抑制し、個人レベルおよび集団レベルで住民を保護するための施策を規定し、騒音公害を抑制し、当該施設が生成または貯蔵する廃棄物を管理するための規制を公布する。



## 基礎原子力施設の原子力の安全性および調査に関する規則

EDFが運営する原子力施設は、フランス環境法から派生した基礎原子力施設に関する一般的規則に服している。BNF命令に規定されるとおり、事故を防止し、および原子力の安全性に対する事故の影響を抑制することを通じて、法律に規定されている利益（市民の安全、健康、公衆衛生、自然および環境）の保護が優先されなければならない。この点において、原子力の安全性は、BNFの設計、建設、運営、操業停止および廃炉ならびに放射性物質の輸送に関して、事故の防止または事故の影響の抑制の観点から導入される、一連の技術的な規定および組織的な対策として定義される。

労働衛生管理に関するものを除き、NSAは、原子力の安全性および放射線防護の分野において発布された命令および決定の適用条件を満たすために、技術的な規制決定を行う権限を有している。かかる決定は、関連担当大臣の承認に服する。前述のBNF命令が公表されて以来、現在作成段階にある約30の決定のうち、20を超える決定が既に公表され承認されているが、その他は作成段階にある。

BNFに関するフランス環境法の規定にはまた、当局への情報提供のためのメカニズムが規定される。この観点から、BNFの操業に伴って生じ、人々の健康または環境に著しい危害を与える可能性のあるすべての事故および事件は、NSAおよび監督機関に対し、事業者から遅滞なく報告されなければならない。また、例えば、原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会（HCTINS）の設立、ならびに国民が電離放射線被曝に関するリスクならびにこれらのリスクまたは被曝を防止し減少させるために取られる安全策および放射線防護策に関する情報を事業者に直接要求することができる機会が一般の人々に付与されたことを通じて、公共に情報開示する手段が改善した。

さらに、BNFが許認可なしに運営された場合には3年の懲役および150,000ユーロの罰金、放射性物質が許認可または承認を得ずに輸送された場合には、1年の懲役および30,000ユーロの罰金が科される等、法律上または規制上の義務を遵守しないBNFの事業者を処罰するための刑事罰の規定が創設された。

2014年7月、欧州連合の理事会は、2014年7月8日付指令2014/87/Euratom（原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改正）を採択したことに留意が必要である（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

原子力の安全性および調査に関する上記の法的枠組みは、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律の一部の規定および原子力に関する事項についての様々な規定を含む2016年2月10日付政令第2016-128号によって補完された。

特に、地元の情報委員会（CLI）の役割が強化されており、当該情報委員会による動議権限の範囲にあるすべての事項について審議することができ、特定の介入計画が修正される場合には当該情報委員会との協議が義務付けられ、また国際原子力事象評価尺度（INES）のレベル1以上に分類される事象が発生した場合にはCLI委員長の要請によりBNFを調査すること等ができる。さらに、特にASN内に、国務院の議員およびフランス破毀院の顧問からなり、10百万ユーロ以下の行政上の罰金を科すことのできる制裁委員会を設置することにより、ASNの行政上の制裁権限が強化された。

## 原子力施設の廃炉

BNFの廃炉は、公的な調査が行われ、NSAの意見書が発行された後に発せられる首相の命令により規定される。かかる命令は、廃炉の段階、継続期間および目標とする最終的状況について明記する。ひとたび廃炉が完了すると、事業者は、NSAに対し、指定解除申請を提出しなければならない、NSAがその申請を受理した後は、施設のBNFとしての地位は喪失する。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律（特に、現在のフランス環境法第L.593-25条）は、経済上許容される範囲内でありかつフランス公衆衛生法第L.1333-2条およびフランス環境法第L.110-1条第Ⅱ項に規定される原則に準拠していることを条件として、EDFが2000年代前半から実践してきた、最終的な操業停止後「可能な限り短い」期間で廃炉を行わなければならないという方針を、法的観点から裏付けた。さらに、前述の法律は、予定された操業停止日より2年以上前に、かかる施設の操業停止を申告する義務を事業者に課す追加の行政上の手続を規定する。

「手続に係る命令」として知られる2007年11月2日付命令は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法から派生する規定（特に操業停止申告および廃炉申請提出の内容）を施行することにより、基礎原子力施設の改良、最終的な操業停止および廃炉ならびに業務委託に関する2016年6月28日付命令第2016-846号によって改正された。

## 放射性廃棄物

EDFの事業は、放射性廃棄物の持続可能な管理に関するフランスの規制に服する。EDFは、その事業から生じる放射性廃棄物に対して責任を負う。フランスでは、放射性廃棄物管理の研究に関する1991年12月30日付法律第91-1381号により設立された産業商業公的機関である放射性廃棄物管理庁（ANDRA）により放射性廃棄物は管理されている。

フランスにおける放射性廃棄物の管理方法は、当該廃棄物の放射線の程度および残留期間に依拠する（「第2 3（2）①（i）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。2006年6月28日付法律（現在のフランス環境法第L.542-1条以下）は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、フランス環境法第L.594-1条以下に統合されたBNFの廃炉費

用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の勘定手続が行われなければならない。かかる規定の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督されており、エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびNSAに提出され、その写しは法定監査人に送付される。かかる報告書には具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が含まれる。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

原子力問題に関する様々な規定を含む2016年2月10日付政令第2016-128号に置き換わった指令2011/70/Euratomは、一定数の欧州連合加盟国のために、使用済燃料および放射性廃棄物の管理についての共通の基本原則を形成し、いくつかの規定を明確化する。かかる文書は、とりわけ深地層処分を長期の高レベル廃棄物の管理において最も安全で持続可能な選択肢として提示し、任意ベースで、加盟国共有の処理施設を創設する可能性に関して検討するものである。

## 廃炉および放射性廃棄物の管理事業における資金調達

2006年6月28日付法律（現在のフランス環境法第L.542-1条以下）は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、フランス環境法第L.594-1条以下に統合されたBNFの廃炉費用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の会計手続を使用しなければならない。かかる引当金の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督される。エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびNSAに提出され、その写しは法定監査人に送付される。かかる報告書には具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が記載されている。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

## 放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人々が電離放射線に晒されるリスクがある原子力事業は、防護されるべき個人の分類により、2つの異なる規則によって規制される。かかる放射線に対する市民の基本的防護に関する規制は、フランス公衆衛生法によって統制され、主に、すべての原子力事業を申告、登録または許認可に服させることによってなされる。基礎原子力施設設立のための許認可は、フランス公衆衛生法において義務付けられている許認可の役割を果たす。フランス公衆衛生法第R.1333-8条は、一般市民については年間最大被曝線量を1mSvと規定している。

電離放射線の危険からの従業員保護に関するフランスの規制は、フランス労働法によって統制され、被曝する可能性が高い従業員の雇用主の様々な義務について規定しており、特に、連続する12か月間での従業員の電離放射線の被曝線量が20mSvを超えてはならないと規定している。

フランス公衆衛生法には、高レベルの密封放射線源および身元不明線源の管理に適用される規定が含まれる。

「基本的な安全基準」を規定した2013年12月5日付指令2013/59/Euratomは、1996年5月13日付指令96/29を廃止した。かかる指令は、2018年2月6日より前に国内法化されなければならない。かかる指令は、前述の2016年2月10日付政令第2016-128号によって置き換わった。かかる規定の効力発生は、フランス公衆衛生法およびフランス労働法を改正する命令の公布を条件とする。

## 原子力発電事業者の民事責任

いくつかの国際条約、特に、原子力エネルギー分野における第三者の責任に関する1960年7月29日付パリ条約およびかかるパリ条約を補完する1963年1月31日付ブリュッセル条約は、原子力発電事業者の民事責任について規定している。これら2つの条約は、かかる条約を批准した締約国（フランスおよび英国を含む。）に適用される（「第3 4（3）⑥原子力施設の操業に対する特別保険」を参照。）。

パリ条約は、いくつかの特長を有する特別責任適用除外制度を創設した。人および財産に対する原子力損害に対する賠償責任は（過失不存在の場合であっても）厳格であり、金額および期間が制限され、原子力発電事業者のみに向けられている。

フランスでは、事業者の賠償責任は、発電所における原子力事故の場合、1件当たり91.5百万ユーロに限定され、輸送中の原子力事故の場合、1件当たり22.9百万ユーロに限定されていた。これらの金額は、下記のグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第130条の施行により、2016年2月18日、それぞれ700百万ユーロおよび70百万ユーロに引き上げられた。

事業者の責任限度額を超えた場合、事故が発生した国は、最高201.4百万ユーロを限度として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、犠牲者に対する補償の責任を負う。かかる金額を超えた場合、ブリュッセル条約を批准している加盟国（フランスを含む。）は共同で、345.3百万ユーロを上限として、補償する。

また、かかる条約では、事業者が資金の利用を保証するために設定された賠償責任限度額を上限とする保険の契約または財務保証を行う義務を有する。経済担当大臣は、フランスの事業者による当該義務の遵守を監視する。EDFは、現行の付保要件を遵守している（「第3 4（3）保険」を参照。）。

パリ条約およびブリュッセル条約を修正する議定書は、2004年2月12日に調印されたが、まだ施行されていない。当該議定書は、より多くの犠牲者および補償の対象となる様々な被害を補償するために、当初の条約よりも利用可能な補償額の大幅な引上げを義務付けている。したがって、事業者の賠償責任は、施設における原子力事故の場合1件当たり少なくとも700百万ユーロであり、輸送中の原子力事故の場合1件当たり70百万ユーロとなる見込みである。かかる損害を引き起こし、事故の賠償責任が生じた事業者の原子力施設がある国は、1.2十億ユーロを上限として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、事業者の支払義務である700百万ユーロを超える額を支払う義務がある。この額を超えた場合、ブリュッセル条約の締約

国は、最高1.5十億ユーロまで支払う義務がある。さらに、人的傷害についてのみ、補償請求ができる期間が、当該事故の日より10年間から30年間に変更された。もう1つの重要な変更は、「原子力損害」の詳細な定義の導入であり、これには、経済的な損失、保護対策の費用、破壊された環境の回復措置のための費用および環境への損害から生じた特定のその他の損失が含まれる。ただし、これらの新規定は、パリ条約を修正する議定書の発効、すなわち16の締約国のうち少なくとも3分の2の締約国の批准がなされた場合に限り、その日付現在から適用される。フランスは、両方の議定書の批准を可能にする法律（2006年7月5日付法律第2006-786号）を採択したが、未だに当該批准書を提出していない。

さらに、2014年4月30日、フランスは、ウィーン条約およびパリ条約の適用に関する批准書を提出したことにより、かかる条約はフランスでは2014年7月30日に効力が発生した。かかる共同議定書は、西欧諸国を対象するパリ条約および特に東欧諸国を対象とする原子力損害の民事責任に関する1963年5月21日付のウィーン条約との連携を構築する。かかる共同議定書により、共同議定書に加盟し、2つの条約（パリ条約またはウィーン条約）のうち1つの条約に加盟する関係当事者は、もう一方の条約によって提供される補償による恩恵を受けることが可能となる。

### 核物質を格納する施設の防護

フランス国防法第L.1333-1条において統制される核物質の防護および管理に関する規制の目的は、施設に貯蔵中または輸送中である核物質の紛失、盗難または不正流用もしくはかかる物質の変質、損傷または散逸計画を発見および阻止することである。

かかる規制は、核物質、原子力施設および原子力輸送の防護および管理に関する2009年9月17日付命令第2009-1120号により完全に改変され、フランス国防法に規定されている。かかる命令の主たる目的は、防護の範囲を核物質から核物質を貯蔵する原子力施設にまで拡大することであった。2011年に公表されたいくつかの命令は、事業者の義務を詳述している。

原子力発電所に関し、許認可がないと保有することのできない核物質を保管する施設の物理的防護に関する2011年6月10日付命令は、悪意ある行為により不履行または被害が発生した際に放射線の影響を与えるおそれがある核物質、原子力設備または原子力機能といった対象からの徹底的な防護に基づいている。したがって、事業者は、6つの区域（例えば、立入制限区域、枢要区域、内部区域等。）で構成されるいくつかの防護ラインを設置しなければならない。2015年9月15日付命令による改正後、2011年6月10日付命令により、フランス国防法第R.1333-4条に規定される安全性研究の評価内容によって、安全目標達成のために実施される対策が不十分であることが判明した場合、危険区域に安全装置を設置することが可能になった。

2011年6月9日付命令により、核物質の物理的監視ならびに核物質の会計状況および事業者の義務に関する制度が構築された。したがって、事業者は、許認可が公布された時点で特定された悪意ある行為からの物理的監視および会計を防護することを保証しなければならない。

今現在はフランス国防法に統合された、核物質を保管する民間施設の保護の拡大に関する2015年6月2日付法律第2015-588号は、これらの施設への不法侵入に対して特別な軽犯罪を設定した。当該規則の施行のため、2015年10月8日付命令第2015-1255号により原子力立入制限区域（ZNAR）が創設され、各施設内での区画分けが義務付けられた。ZNARへの不法侵入は、1年の実刑判決および15,000ユーロの罰金が科される軽犯罪を構成する。これらの罰則は、加重する事態が発生した際には引き上げられる（グループが違反した場合は3年の実刑判決および45,000ユーロの罰金が課され、凶器を使用または脅威により違反した場合には7年の実刑判決および100,000ユーロの罰金が課される。）。各原子力発電所のZNARを規定するすべての命令は、公布されている。

## (ハ) 化石燃料火力発電に適用される規制

EDFグループの化石燃料火力発電事業は、フランスではICPE（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に適用される規制に服する。EDFの化石燃料火力発電施設はまた、一部の大気汚染物質の国内排出量の上限に関する2001年10月23日付欧州指令2001/81/EC（NEC指令）および大規模な燃焼発電所からの一部の汚染物質の大気中への排出量の制限に関する2001年10月23日付指令2001/80/EC（LCP指令）（2016年1月1日以降に廃止され、産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（IED指令）と置き換わった。）により採択された大気の質に関する特別規制を遵守しなくてはならない。これらの規制は、複数の命令、とりわけ20MWth超の出力定格を有する既存の燃焼施設のボイラーに関する2003年7月30日付命令（2016年1月1日以降に廃止され、種別2910および種別2931に基づく許認可に服する20MW以上の出力定格を有する燃焼施設に関する2013年8月26日付命令と置き換わった。）によりフランス法に国内法化された。

大気中への排出に関する義務の免除は、2015年12月31日まで適用可能であった。かかる時点では、上記で言及したIED指令に基づく上限および免除は汚染レベルが適用されている規定を交渉する必要となるレベルにある海外県の発電施設および緊急システムといった特定の問題に特に適用される。2014年1月1日に発効された2013年8月26日付の2つの命令は、燃焼施設に適用されるすべての規定をまとめており、これらの施設が排出量の上限を超えることが認められる条件を特定している。

また、化石燃料火力発電によるエネルギー生産は、セバソ3指令の規定ならびに財務保証を行う義務に服する（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）。

中規模燃焼発電所からの特定の汚染物質の大気中への排出量の上限に関する2015年11月25日付指令2015/2193/EUは、2017年12月19日までにフランス法に国内法化されなければならない。当該指令は、中規模燃焼発電所から排出される二酸化硫黄（SO<sub>2</sub>）、酸化窒素（NO<sub>x</sub>）および煤塵による大気汚染を制限し、大気中の排出量と人の健康および環境衛生への潜在的リスクを軽減するための規則を規定している。該当する施設は、使用燃料の種類を問わず、1MW以上50MW未満の火力出力定格を有する燃焼発電所である。指令2015/2193/EUを置き換えるために、環境保護上分類された施設の規制に基づき燃焼施設に適用される規制を改定する命令および決定の草案が、採択の過程にある。

## (ニ) 水力発電施設に適用される規制

フランスでは、水力発電施設は、フランス・エネルギー法の第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。水力発電所は、政府により付与された委託契約（4.5MW超を発電する施設の場合）または県の許認可による委託契約（4.5MW未満の施設の場合）が必要である（水力発電委託に関しては「第2 3（2）①（v）（イ）（d）水力発電に関する課題」を参照。）。

EDFの水力発電事業は、水力に関する実質的な規制の規定に服する。かかる規制は、とりわけ水位および水流量の変動、近隣地域の安全性および水力発電所の下流の地域の管理ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持に係る（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

### 水力発電委託契約の競争入札

水力発電委託契約の競争入札手続は、2016年4月1日まで、現在はフランス・エネルギー法の規制の部の第V編に組み込まれている1994年10月13日付命令第94-894号（フランス・エネルギー法の規制の部の構成に関する2015年12月30日付命令第2015-1823号を参照。）によって引き続き統制されていた。この命令（2008年9月26日付命令第2008-1009号によって改正済）は、委託を、「サパン法」として知られる1993年1月29日付法律第93-122号に定義される公共サービス委託契約の法的枠組みの中に位置づけており、既受託事業者に対する従来の優先権は、EU法にそぐわないとの理由から、水および水域環境に関する法律（2006年12月30日付法律第2006-1772号）によって廃止されることが規定された。

現在、水力発電委託契約の発注は、2016年4月1日以降開始されるすべての手続について、委託契約に関する2016年1月29日付政令第2016-65号および2016年2月1日付施行令第2016-86号に統制されている。この規制は、上記の「サパン法」の規定を近代化してEU法（委託契約の発注に関する2014年2月26日付指令2014/23/EU）に適合させるため、当該規定を廃止した。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、政府に以下の可能性を提供することにより水力発電委託契約の法的枠組みを補完した。

- ・ 該当するすべての委託契約について新たな終了日を設定することにより「水圧で連結された施設のシリーズ」を形作る委託契約を統合する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-1条および第L.521-16-2条）。
- ・ それぞれが株式の少なくとも34%を保有する民間の事業者および公共部門（国家、地方自治体等）による半公共の水力発電会社（SEM）の設立の可能性（フランス・エネルギー法第L.521-18条以下）。
- ・ 国内のエネルギー政策目標の達成に必要な事業者の投資と引き換えに特定の委託契約を延長する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-3条）。

水力発電委託契約に関する2016年4月27日付命令は、上記の2015年8月17日付法律の規定の施行および水力発電委託契約の規制枠組みの近代化（特に、一般的な条項の新たな雛形が承認されたことにより、水力発電委託契約の発注手続の一部が明確化された。）を目的としている。

水力発電委託契約の履行に関連して、一連の規定がかかる法的枠組みを完成させた。かかる規定には、とりわけ、水力発電施設の行政管理を強化し、操業の権限の更新に関する一定の規則を明確化するための、フランス・エネルギー法の第V編に様々な改正を行った2016年4月28日付政令第2016-518号、一定の水力発電施設が対象となる可能性が高い購入義務および追加報酬に関する2016年5月27日付命令、情報公開および国民参加に関するプロジェクトおよび手続の環境上の評価に関する2016年8月3日付政令、ならびにデジタル国家のための2016年10月7日付法律が含まれる。

## 年間委託料

フランス・エネルギー法第L.523-2条に基づき、フランス・エネルギー法第L.521-16-2条または第L.521-16-3条に規定される条件に従って水力発電委託契約を更新または延長する時において、当該委託契約からの収益に比例する年間委託料が課され、かかる委託料の一部はフランス政府に対して支払われ、一部は使用する河川の流域にあたるフランスの県および地方自治体に支払われる。委託機関により、新規の委託または更新された委託契約について個別にそれぞれ上限が設定されている。2015年12月29日付法律第2015-1785号第69条（2016年予算法）は、この種の委託料が、2006年より前に更新された委託契約に適用される同法第L.523-1条に定める委託料の適用除外となる旨を明確に確認した。

## 施設の安全性

フランス環境法第R.214-112条以下には、認可および委託契約に基づき運営がなされている水力発電施設の安全性に適用される規定が記載されている。ダムは、その性質（特にダムの高度および容量）によって3つのクラス（A、BおよびC）に分類される。この分類および施設に適用される法的規則に基づき、規制上、事業者または受託事業者は、当該施設の安全性を保証するための一定の義務（特に、危険分析の実行および更新。「第2 3（2）①（v）（イ）（b）水力発電の安全性」を参照。）の履行が求められる。上記の水力発電委託契約に関する2016年4月27日付命令には、施設に適用される法的規則を問わずに規制を統一するための規定が含まれている。

## （ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制

「気候パッケージ」（「2020年エネルギー・気候パッケージ」として知られている。）とは、2020年までに欧州連合が温室効果ガス（GHG）の排出を20%削減すること、エネルギー効率を20%改善することおよびエネルギー消費の20%を再生可能エネルギー（REN）とすること、といった目標の達成を確実なものとするを目的とした一連の措置の枠組みである。「2020年エネルギー・気候パッケージ」は、2014年10月24日に採択され、GHG排出を1990年に比べて40%削減すること、エネルギー構成における再生可能エネルギーの割合を27%とすること、および省エネを27%改善することといった、2030年に向けた新しい目標を設定している。

「2020年エネルギー・気候パッケージ」を構成する5つの文書の1つが「REN指令」として知られる再生可能エネルギー源からのエネルギー利用の促進に関する2009年4月23日付指令2009/28/ECである。かかる指令は、特に各国の国内エネルギー構成、各国の潜在性およびそのGDPを考慮の上、2020年までに欧州連合の最終エネルギー消費における再生可能エネルギーを20%とする欧州連合目標達成のための取組みを加盟国間で分担し、加盟国が国内再生可能エネルギー行動計画を採択するよう義務付けている。

前述のREN指令第4条に基づき、フランスは、国内再生可能エネルギー行動計画（2009年－2020年）を採択した。かかる行動計画は、REN指令に基づき、2020年までに最終総エネルギー消費量における再生可能エネルギー源からのエネルギーを23%とする国内目標について規定している。またグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、2030年までにエネルギー消費における再生可能エネルギーを32%とする目標について規定している。さらに、同法は、国内計画がPPEにおける再生可能エネルギーおよびエネルギー回収の開発に関する箇所と差し替わる旨を規定している。

REN指令の目標を達成するため、グルネル第二法は、様々な再生可能エネルギー分野間での均衡の取れた開発が可能となるような新たな土地計画手法を創設した。これには以下のものが含まれる。

- ・気候、大気およびエネルギーに関する地域基本計画（SRCAE）。その法的枠組みは、フランス環境法第L.222-1条から第L.222-3条および第R.222-1条から第R.222-7条の中に規定されている。2014年5月1日現在、すべての地域で、SRCAEの採択が行われた。
- ・再生可能エネルギー網への接続に関する地域枠組み（S3RER）。発電事業者の接続のための構成、承認規則、受入容量管理および財務条件は、フランス・エネルギー法第D.321-10条から第D.321-21条および第D.342-22条から第D.314-25条の中に規定されている。

REN指令第15条に基づき、2011年9月14日付政令（2013年7月16日付法律第2013-619号により批准）によって再生可能エネルギー源の使用およびコジェネレーションによって生産された電源の保証に関する法規制が改正され、フランス・エネルギー法第L.314-14条以下に規定される。かかる新たなスキームおよび電源保証の管理（発行、譲渡および取消し）を担当する組織を任命する規則の導入条件は、フランス・エネルギー法第R.314-24条から第R.314-41条に規定されている。再生可能エネルギー源を利用した電力の発電および購入義務を負う事業者として、EDFグループは、かかる規定の影響を受ける。政府は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法に関する2015年8月17日付法律によって、再生可能エネルギーからの発電に関する2016年8月3日付政令第2016-1059号を公布する権限を付与された。かかる政令は、当該発電施設の電力市場へのさらなる統合を保証し、また接続された発電施設（とりわけ再生可能資源による発電施設）の電力システムを公共配電網にさらに統合させるために必要な技術規定を定めるために、再生可能資源による発電施設に適用される規定を改定するものである。

また、グルネル第二法には、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により強化された洋上エネルギーの開発を後押しするための例外規定が含まれている。

また、企業生活の簡略化に関する2014年12月20日付法律第2014-1545号第18条は、海上公共領域にある再生可能エネルギーを生成する洋上施設およびかかる施設の結合構造について、政府が専用の包括的な承認システムを定める権利を与える。さらに、2016年1月8日付命令第2016-9号は、競争入札手続を落札した洋上再生可能エネルギー・プロジェクトに適用される法的手続を簡略化した。

また、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、「再生可能エネルギー源から発電する施設」のために、許認可が発行されてからまたは通知されてから許認可を争うための4か月の例外的な不服申立て期間を規定している。

#### (ヘ) 風力発電に適用される規制

フランス都市計画法第R.421-1条および第R.421-2条に従い、12メートル以上の高さの陸上風力発電所には建設許可の取得が必要である。ただし、陸上風力発電プロジェクトの完成に向けて付与される環境上の許認可では、フランス都市計画法第R.425-29-2条に従い、建設許可要件が免除される。一方、公共海上領域における風力発電所の建設では、フランス都市計画法第R.421-8-1条に基づき、建設許可要件が免除される。

さらに、グルネル第二法は、第2980項の「1つ以上の風力発電機による機械風力エネルギーを利用した陸上発電施設」に規定される許認可または申告（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）といった法制度に従い、陸上風力発電所は現在ICPEに適用されるリストに服する旨規定している。建設許認可の適用に関連して、許認可を必要とする風力発電所においては影響調査を行わなければならない、建築許認可書類とともに提出しなければならない。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、風力発電所と住宅との間に義務付けられる距離についての規定を改定し、最短距離（500メートル）は維持されたが、許認可申請の一環として行われる影響調査を考慮して拡張することができる。また、当該法律は、フランス都市計画法第L.146-4.1条に「海岸線」法の影響を受ける地方自治体での陸上風力発電所の設置を促進するための規定も加えた。軍事施設および軍事部門、気象観測機器ならびに航空施設に関して、風力発電所の設置に関する規定が、命令により明確にされる予定である。

風力発電所の事業者、またはかかる事業者が債務不履行を起こした場合には、その親会社が、理由の如何にかかわらず運営を停止し次第、その発電所の閉鎖および敷地の回復を行う責任を有している（フランス環境法第L.553-3条および第R.553-1条）。かかる目的に資するため、事業者は発電当初の段階およびそれに続く事業年度において財政保証を施すことが要求されている。

洋上風力発電プロジェクトの開発に必要な発電および送電の作業に関する許認可は、2016年1月8日付命令第2016-9号において規定される特定の訴訟に関する枠組みに服する。

#### (ト) 公共調達に適用される規制

公共調達に関する指令2014/24/EUならびにEDFが購入者として服する水、エネルギー、交通、および郵便部門で活動する企業による調達に関する指令2014/25/EUは、以下の政令および命令によりフランス法に国内法化された。

- ・公共調達契約に関する2015年7月23日付政令第2015-899号（フランス公共調達法および2005年6月6日付政令第2005-649号に以前規定されていた様々な競争入札手続を統合する。）。
- ・2015年7月23日付政令を施行する2016年3月25日付命令第2016-260号。

これらの文書は2016年4月1日に効力が発生した。

#### ⑦ エネルギー卸売市場に関する規制

金融市場に適用される市場での濫用行為に関する指令2003/6/ECに含まれる規則（「第5 5（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）に着想を得て、2011年12月28日付でエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する「REMIT」規則と

して知られる規則（EU）第1227/2011号が発効した。この規則は、エネルギー卸売市場における濫用行為および操作の防止ならびに市場参加者および消費者の信頼の強化を目的としている。

エネルギー卸売市場における統合性および透明性の強化により、とりわけこれらの市場において設定される価格が供給と需要の間の公正で競争性のある相互関係を反映するよう、市場の公正な公開競争が育成されなければならない。この規則はインサイダー・トレーディングおよび市場操作を禁止し、REMITに定義される内部情報を公開する義務を課す。

欧州のエネルギー規制機関調整庁（ACER）は、内部情報および市場操作に基づく取引を発見し、防止するために、エネルギー商品の卸売取引を監視する責務を主に負っている。

また、ACERは市場を評価および監視するのに必要なデータを収集している。同規則は、市場参加者または当該市場参加者に代わり権限を与えられた者に、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の明細を提出するよう規定している。

さらに、ACERへの届出が必須である取引を行う市場参加者は、それらが設立された加盟国の国内規制当局（フランスにおいてはCRE）において登録を行わなければならない、それらが欧州連合内で設立されていない場合には、それらが事業を行う加盟国で登録を行うものとする。



## 4【関係会社の状況】

### (1) 親会社

詳細については、「第5 1 (4) 所有者別状況」を参照。

### (2) 子会社等

当グループの連結の範囲に含まれる子会社、ジョイント・ベンチャーおよび関連会社の一覧については、2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3「重要な事象および取引」および注記5「連結範囲の変更」を参照。

#### ① ENGIE (旧GDF SUEZ) との関係

電力およびガスの供給をそれぞれ行っている2つの電力網事業者、EnedisおよびGRDFが共有する共益サービスの任務は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されているとおり、電力およびガスの供給分野において、体制の構築、プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理ならびに計測業務を行うことである。両社は法人格を有しない。組織上および機能上の規則については、「第2 3 (2) ④ (ii) (ハ) EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。

#### ② 公共部門の企業との関係

公共部門の企業との関係は、主にAREVAグループが関係する。AREVAとの取引は、核燃料サイクルの上流部門、核燃料サイクルの終了ならびに発電所の維持管理および設備の購入が関係してくる。これらの関係については主に「第3 4 (4) 依存因子」、「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題」、「第2 3 (2) ① (i) (ホ) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備—EDFのPWR設備の耐用年数」、「第2 3 (2) ① (ii) (ロ) フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」、「第2 3 (2) ① (i) (ヘ) 原子力発電所の廃炉」および2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

上記の取引に加え、2017年12月31日付で、EDFは、AREVAグループ（現在のOrano）の事業体であるNew NP（現在のFramatome）の資本の75.5%ならびに原子炉および原子力機器の設計および製造、燃料集合体ならびに設置基盤向けサービスに関連する統合的な事業を取得した（「第2 3 (2) ① (iii) Framatome」を参照。）。

#### ③ 当グループの組織

##### (i) EDFの組織概要

当グループの連結範囲に含まれる会社または会社グループの一覧については、2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記51を参照。

##### (ii) 当グループ内の契約

フランス商法第L.225-38条において言及されている規制対象となる契約およびコミットメントに関する情報は、法定監査人の特別報告書に記載されている。

#### EDFおよびその子会社間の資金の流れ

以上のキャッシュ・プーリング契約に関する資金の流れに加え、EDFおよびその子会社間の資金の流れは、当グループ内の配当の分配とも関連している。配当の大部分は、EDF Internationalによって支払われている。2017年にEDFは連結子会社から合計1,763百万ユーロを受け取った。

EDFとその子会社間のその他の資金の流動形態は、主に当グループの親会社が一部の子会社の利益のために行う融資、資産譲渡および保証に相当する。

2006年に決定された当グループの資金集中政策の中で、EDFは、ベルギーにおける中長期のグループ内資金を供与するための子会社であるEDF Investissements Groupeを通じて、海外子会社の資金の一部を集中させている。

さらに、核燃料の購入（子会社であるEDF Energyのための購入を含む。）は、EDF SAにより集中管理されている。

子会社の支払った費用に関する資金の流動については、グループ内サービスの提供に関する契約が、2012年以降の連結範囲に含まれる主要な子会社との間で締結された。またEDFは、特定の子会社または当グループ外の事業体に対して、一定のサービスを提供することが求められる場合がある。さらに、EDFブランドを発展させる業務を行うにあたり、当社はEDFブランドを使用する子会社との間でライセンス契約を締結した。

#### EDFおよびその子会社との間で締結されたキャッシュ・プーリング契約

EDFが設定したキャッシュ・プーリング・システムは、子会社のすべての現金ポジションを集約するものであり、これにより当グループの流動性が最適化される。キャッシュ・プーリングの本質は、子会社のすべての現金残高を親会社のレベルに集約する点にある。特定のフランス国内および国外の子会社は組み込まれているが、RTEは組み込まれていない。

EDFグループ内の企業のためのキャッシュ・プーリング・システムは、キャッシュ契約によって定められている。EDFと各子会社との二者間契約が、残高の支払い等、各手順の具体的な条件を明確にしている。

国際的なレベルでは、システムに組み込まれている子会社はキャッシュセンターとして機能するEDFと包括契約を締結している。

EDFはまた、フランスの国内子会社からのすべての通貨フローを集中させている。

## 保険

EDFおよびその子会社は、子会社が当グループの保険プログラムによって提供される保険の補償を受けるために、加入手続を行った。

## 5【従業員の状況】

変化する環境の中で、人的側面は、これまで以上にEDFの戦略的計画の中心となり、かかる計画は当グループの業績において重要な要素である。

EDFは、その労働に関する課題に対応するために、従業員の技術を向上させ、プロフィールの多様性を育てることで、社会的責任を有し、かつ積極的に雇用を行う雇用者であり続け、またプロフェッショナリズムおよびその従業員の意欲的関与に関してリーダーであり続けなければならない。当グループはまた、長期的な実績を保証するために、参加型アプローチを推奨し、優れた実務の共有を容易にすることにより、社会革新という観点で実例を示すことを目的としている。

人事部門は、とりわけその責任あるコミットメントをより反映する3つの分野（安全衛生、男女平等および「社会的エレベーター」）において重心的に取り組むことを決定した。「人材開発」という企業の社会的責任に係る目標を構成するこれらの3つのテーマの詳細は、本書の関連する箇所において説明される。

当グループが業務を行っているすべての場所において、自己の従業員およびその業務委託業者の従業員の安全衛生は、絶対的に優先される事項である。EDFは、フランス国内およびフランス国外のいずれにおいても、統合されたグループとして、その価値に従い行動しており、そのすべてのスタッフに誠実性を示し、基本的権利を尊重することを求めている。

当グループのCAP2030戦略によって支援される「人事目標」は、以下の5つの基本的価値観に基づくものであり、また実務的な措置を通して実施される。

- ・デジタル文化および新たな働き方を発展させること
- ・人に説明責任を負わせ、作業手法を簡略化すること
- ・技能を伸ばし、適応すること
- ・認識モデルを変化させること
- ・安全衛生に関する高い基準を設定すること

### （1）優れた専門性：雇用および技能開発

#### ① 2017年における当グループの従業員数

2017年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計約152,033名（2017年に売却した東欧の子会社における従業員（2,265名）、または2017年12月13日付の取得によりFramatomeとなったAREVA NPの従業員（約14,000名）を含まない。）であり、そのうち66,789名はEDF SA、38,888名はEnedis、ならびに46,356名は連結範囲に含まれる当グループのその他の子会社および株式保有会社の従業員であった。

当該従業員数は、エネルギー移行、技術開発およびフランスにおいては市場の自由化による競争圧力の高まりという背景に反し、2016年末と比較して0.7%増加した。

#### フランス国内の当グループの従業員数

当グループには、フランス国内において約130,000名の従業員がいる。かかる従業員数は世界的にみれば2016年と比較して安定している（+176名の従業員）ものの、当グループは、成長した企業（特にEDF Énergies Nouvellesの+12%、Dalkiaの+20%およびSOCODEIの+10%）ならびに特にEDF SAなどの仕事量の減少に合わせて従業員数を調整せざるをえなかったその他の企業の両方を有している。

そのため、EDF SAは、戦略的プロジェクト（グラン・カレナージュ（Grand Carénage）、EPRフラマンビル等）の一環として実施されている変革を継続している。2016年末に技術の適合、伝達および発展のため締結された契約は、これに寄与するもの

である。多数の退職者および技術の強化に対応するための継続的な従業員の増加（6,700超の役職が創出され、23,000名が新しく雇用された。）に特徴付けられる2008年から2014年までの期間の後、2015年から2017年までの期間においては反対の傾向が見られ、2017年において無期契約での雇用人数は3%減少した。かかる変化は、手続の簡略化およびデジタル化に伴う火力発電所の閉鎖、商業活動モデルの適合および生産性向上のための取組みの結果である。

以下の表は、過去3事業年度のフランス国内における当グループの従業員数の内訳を示したものである。

|                                                                             | 2017年          | 2016年          | 2015年          |
|-----------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>EDF SA</b>                                                               | <b>66,789</b>  | <b>68,464</b>  | <b>71,580</b>  |
| このうち発電・エンジニアリング                                                             | 40,302         | 40,843         | 41,789         |
| このうち販売業                                                                     | 8,880          | 9,667          | 10,860         |
| このうち本社                                                                      | 10,306         | 10,801         | 11,450         |
| このうち島部エネルギー・システム                                                            | 3,013          | 2,986          | 2,985          |
| このうちEGI契約による雇用ではないCDI（無期契約）<br>およびCDD（臨時契約）                                 | 4,288          | 4,167          | 4,496          |
| <b>フランス国内の子会社：</b>                                                          | <b>63,092</b>  | <b>61,239</b>  | <b>61,826</b>  |
| このうちEnedis（IHERDF）                                                          | 38,888         | 38,742         | 39,030         |
| このうちDalkiaおよびTiru                                                           | 15,456         | 14,061         | 14,050         |
| このうちEDF Énergies Nouvelles                                                  | 3,482          | 3,108          | 3,029          |
| このうちÉlectricité de Strasbourg、SOCODEI、CHAM、<br>EDF PEI、G2S（2016年以降）、Citelum | 5,266          | 5,328          | 5,717          |
| <b>フランス国内合計</b>                                                             | <b>129,881</b> | <b>129,703</b> | <b>133,406</b> |

#### 当グループのフランス国外の従業員数（連結子会社）

国外において、2017年における東欧の子会社売却に係る範囲を除き、当グループの従業員数は増加（3.8%）している。

以下の表は、過去3事業年度の、連結範囲に含まれる国外の子会社および株式保有会社の従業員の内訳（当グループ内の割当て）を示したものである。

|                                       | 2017年         | 2016年         | 2015年         |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>EDF Energy（英国）</b>                 | <b>13,957</b> | <b>13,404</b> | <b>13,920</b> |
| <b>EDF Trading（英国）</b>                | <b>796</b>    | <b>966</b>    | <b>988</b>    |
| <b>EdisonおよびFenice（イタリア）</b>          | <b>5,144</b>  | <b>4,949</b>  | <b>4,950</b>  |
| <b>EDF Luminus（ベルギー）</b>              | <b>1,940</b>  | <b>1,708</b>  | <b>1,583</b>  |
| <b>その他のフランス国外の子会社：</b>                | <b>315</b>    | <b>4,145</b>  | <b>4,265</b>  |
| このうちEDF Norte Fluminense（ブラジル）        | 105           | 105           | 103           |
| このうちMECO（ベトナム）およびChina Holding Co（中国） | 210           | 213           | 224           |
| このうち2017年に売却した東欧の子会社                  | 0             | 3,797         | 3,938         |
| <b>フランス国外合計</b>                       | <b>22,152</b> | <b>25,142</b> | <b>25,706</b> |

以下の表は、2017年12月31日現在における当グループ（フランス国内外）の年齢別従業員数を示したものである。

|            | 25歳未満  | 25歳以上<br>35歳以下 | 36歳以上<br>45歳以下 | 46歳以上<br>55歳以下 | 55歳超   |
|------------|--------|----------------|----------------|----------------|--------|
| 当グループの従業員数 | 10,686 | 45,744         | 39,514         | 40,019         | 16,070 |

#### （2）雇用主の建設努力への参加

EDFは、毎年フランス建設努力プログラムに参加する義務を負っている。その負担額は人件費総額の0.45%以下であり、2017年は約18.7百万ユーロ（2016年は18.4百万ユーロ）であった。

この投資額の代わりに、EDFの従業員はその住居移動を容易にすることを目的とした補助金およびサービス（賃貸支援、住居の購入支援、引越し支援、融資のアドバイス）を受けることができる。

### (3) 持ち家助成ローン

EDFは福利厚生政策の一環として、金融機関（SOCRIF）とのパートナーシップ締結により、従業員が持ち家を購入するための支援を行っている。かかる機関は、当社の従業員に対する融資の創出、提供および管理を行う。EDFはかかる機関に対し、SOCRIFがEDFの従業員に対して行う融資の優遇利率とかかる機関に対して行われた銀行調査の結果により得られた利率との差を埋めるための補償をする。

2017年12月31日現在、EDFの貸借対照表における個人向住宅ローンの非証券化残高は、2.1百万ユーロであった（2016年12月31日現在は2.7百万ユーロ）。

## 第3【事業の状況】

### 1【業績等の概要】

詳細については、「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

#### (1) 顧客と売上高

2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記7「売上高」を参照。

#### (2) EDFの連結負債の変動

詳細については、「第3 7 (5) ②純負債額」を参照。

#### (3) シンジケート・ローン

詳細については、「第3 7 (6) ① (i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記38.2.5「与信枠」を参照。

#### (4) 格付

詳細については、「第3 7 (6) ① (ii) 格付」を参照。

### 2【生産、受注及び販売の状況】

「第2 3 事業の内容」および「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

### 3【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

#### (1) 経営方針、経営戦略および経営上の目標の達成状況を判断するための客観的な指標等

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」および「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

#### (2) 経営環境

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」、「第3 4 (1) 当グループが晒されるリスク」および「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

#### (3) 対処すべき課題

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」を参照。

### 4【事業等のリスク】

当グループは、大きく変化し、様々なリスクが生じる環境の中で事業を行っている。そのうちのいくつかのものは、当グループが制御できるものではなく、また当グループの事業の運営に内在するリスクに加えて生じるものである。当グループが晒されていると考えている重要なリスクを以下に説明する。以下のうち、単独または複数のリスクが、当グループの事業またはその業績に悪影響をもたらす可能性がある。さらに、当グループが現在では認識していないかまたは重要でないと思なしているその他のリスクもまた、同様の悪影響を与える可能性がある。

下記「第3 4 (1) 当グループが晒されるリスク」に記載されているリスクは、エネルギー市場の規制に関連するリスク、経済、競争および社会環境に関連するリスク、当グループの変革およびパフォーマンスに関連するリスク、ならびに当グループの原子力事業に関連する特定リスクに関するものである。

特に、当グループは、そのあらゆる事業および様々な市場における法的リスクに直面している。とりわけ法令上および規制上の枠組み、営業活動、設立されたパートナーシップおよび顧客と供給業者との間で締結された契約に関する法的リスクについては、下記に記載されており、「第3 4 (1) 当グループが晒されるリスク」および「第3 4 (4) 依存因子」においても述べられている。当グループが関係している主な訴訟、手続および仲裁については、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。

当グループが晒されているリスクおよび事業を統制するために当グループが講じている措置については、「第3 4（2）当グループのリスクおよび事業の統制」に記載されている。

「第3 4（3）保険」では、EDFグループの保険プログラムについて説明する。

#### （1）当グループが晒されるリスク

当グループは、大きく変化し、膨大なリスクが生じる環境の中で事業を行っている。そのうちのいくつかのものは、当グループの外部で、また当グループの事業ラインに内在するリスクに加えて生じるものである。当グループが晒されていると考えている主要なリスクを以下に説明する。以下のうち、単独または複数のリスクが、当グループの事業またはその業績に悪影響をもたらす可能性がある。さらに、当グループが現在は認識していないかまたは重要でないと思なしているその他のリスクもまた、同様の悪影響を与える可能性がある。

当グループが晒されるリスクに関連する問題は、複数の基準からなる。戦略上または経営上の問題であったり、規制および経済または一般的な環境に左右されたりする。

当グループ外部の要因によって生じるリスクについては、「第3 4（1）①エネルギー市場規制に関連するリスク」および「第3 4（2）②リスクおよび事業の統制制度の実施」に記載されている。

エネルギー市場の規制に関連するリスクについては、「第3 4（1）①エネルギー市場規制に関連するリスク」に記載されており、特に電力市場の規制については以下を考慮する必要がある。

- ・特に当グループの業務の大部分が行われている欧州およびフランスの競争ルール。
- ・エネルギー分野における公共政策。

「第3 4（1）②競争および一般的な環境に関するリスク」では、当グループが事業を行うエネルギー市場に対するエクスポージャーによって生じるリスク、ならびに当グループが事業を行う様々な国および地域における競争および新たな社会的期待、経済情勢および公共政策または一般規則の変化によって生じるリスクについて説明する。

当グループ内部の要因によって生じるリスクについては、「第3 4（1）③当グループの変革に関するリスク」、「第3 4（1）④当グループのパフォーマンスに関するリスク」および「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。

「第3 4（1）③当グループの変革に関するリスク」では、EDFグループの事業ポートフォリオおよび事業モデルの変化、ならびに産業、サービスおよび販売活動における変革に関するリスクについて説明する。

「第3 4（1）④当グループのパフォーマンスに関するリスク」では、様々な産業、サービスおよび販売活動における事業活動の統制に関するリスクについて説明する。

「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」では、当グループの原子力事業に関する特定リスクに充てられている。これには、特に原子力安全の最優先要件および当該事業の長期的資本集約性に関する、追加的なリスク要因および具体的な措置が含まれる。

リスクに対するエクスポージャーは、地理的範囲および期間によって異なる。これらのリスクの潜在的影響から、ごく短期（1年未満）からきわめて長期（当該産業活動の性質により、数十年またはそれ以上）まで、様々な期間の影響が生じることがある。

主要なリスクに対する当グループのエクスポージャーの地理的範囲については、下表に記載する。

| 主要なリスク要因                  |                                                                                                                                                                                                                         | エクスポージャーの範囲                                                                      |
|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| エネルギー市場の規制<br>(第3 4（1）①)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・低炭素ソリューションの規制による評価方法</li> <li>・料金の規制枠組みの変化</li> <li>・委託更新の規制枠組みの変化</li> <li>・当グループの事業ポートフォリオを大きく変革するエネルギー移行</li> <li>・当グループの発展を送らせるエネルギー政策の変更</li> <li>・公益サービスの対価の不足</li> </ul> | フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－イタリア－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス     |
| 競争および一般的な環境<br>(第3 4（1）②) | <ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギー市場における競争の激化</li> <li>・エネルギー卸売市場に対するエクスポージャー</li> <li>・不利な経済環境</li> <li>・季節的な事業</li> <li>・気候リスクに対するエクスポージャー</li> <li>・環境および健康の規制枠組みの変化</li> </ul>                           | フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外 |

|                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                        |
|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>・政治、マクロ経済もしくは金融環境または地域もしくは国の状況によって生じる脆弱性</li> <li>・国際会計基準の変更</li> </ul>                                                                                                                                                                                       | フランス－欧州－国外<br><br>フランス－欧州－国外                                                                                                                                           |
| 当グループの変革<br>(第3 4 (1) ③)      | <ul style="list-style-type: none"> <li>・事業ポートフォリオを目標に従って変更することの困難</li> <li>・上流下流および当グループ子会社とのシナジーを生み出す能力および統合ソリューションの維持</li> <li>・当グループの買収売却業務を遂行し目標を達成する能力</li> <li>・当グループの必要に応じてスキルを適応および向上させる能力の維持</li> <li>・当グループの長期的な社会および財務コミットメントを保証する能力の維持</li> </ul>                                        | フランス－欧州－国外<br><br>フランス－欧州－国外<br><br>フランス－欧州－国外<br><br>フランス－欧州－国外<br><br>フランス－欧州－国外                                                                                     |
| 当グループのパフォーマンス<br>(第3 4 (1) ④) | <ul style="list-style-type: none"> <li>・経営実績および財務実績を向上させる能力</li> <li>・行政の許認可の付与および更新</li> <li>・大型プロジェクトの管理</li> <li>・デジタル移行の実施能力</li> <li>・情報システムに対する悪意ある攻撃</li> <li>・産業リスクの統制</li> <li>・労働衛生</li> <li>・従業員／経営陣の意見交換および産業関係の質</li> <li>・当グループの契約相手方の債務不履行</li> <li>・金融リスク</li> <li>・評判リスク</li> </ul> | フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－英国－イタリア<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外 |
| 当グループの原子力事業<br>(第3 4 (1) ⑤)   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子力運転安全性</li> <li>・稼働期間持続能力</li> <li>・「グラン・カレナージュ (Grand Carénage)」計画実行能力</li> <li>・EPR原子炉の建設および稼働能力</li> <li>・特定の技能への産業の依存</li> <li>・Framatomeを統合しシナジーを生み出す能力</li> <li>・核燃料サイクルの管理能力</li> <li>・原子炉の廃炉および放射性廃棄物の最終処理の管理能力</li> <li>・原子力民事責任の履行</li> </ul>    | フランス－英国<br>フランス－英国<br>フランス<br><br>フランス－英国－中国<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－欧州－国外<br>フランス－英国<br>フランス－英国<br><br>フランス－英国                                                          |

本項（第3 4 (1)）では、一部のリスクが実現した場合に想定される財務的影響の規模について記載しているが、これらは参考情報に過ぎない。

一部のリスクは、当グループにとって潜在的機会となる場合もある。

当グループが晒されるリスクを統制するために当グループが講じる措置については、「第3 4 (2) 当グループのリスクおよび事業の統制」に記載されている。

#### ① エネルギー市場規制に関連するリスク

二酸化炭素排出権の市場取引に関する規制（これらの排出権の価格変動等）は、当グループの収益性および低炭素エネルギー・ソリューションに関する目標に影響を与える可能性が高い。

規制が不適切であれば、二酸化炭素排出権価格が低迷して低炭素エネルギー・ソリューションを十分に推進できず、気候変動対策および当グループの両方が不利益を被るリスクがある。このことで、当グループの低炭素エネルギー・ソリューションを推進する機会が失われるおそれがある。

当グループの収益の大部分は規制料金の対象事業から発生しているため、かかる料金およびその適用条件の改定は当グループの業績に影響を与えるおそれがある。

フランスにおいては、EDFグループの収益の大部分は公的機関または規制当局（規制販売料金および公共送配電網使用料金（TURPE）については、「第2 3（3）③電力市場の規制」および「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）が設定する規制料金に依存している。このように規制当局が関与して料金を決定する手法は、当グループが事業展開している他の国々でも用いられている。

料金に対する権利を定義した原則は、フランスにおいては2010年12月7日付法律第2010-1488号（NOME法）にも含まれ、現在はフランス・エネルギー法第L.337-7条ないし第L.337-9条および第L.445-5条において規定されている（「第2 3（2）②（i）（ハ）規制電力販売料金契約」を参照。）。フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対し、サービスの質を変えずに料金だけ引き上げることを制限または禁止するよう求めることができ、当該大臣のいずれかが3か月以内にこの提案に対する異議を表明しなければ、料金引上幅の制限または料金凍結の提案は受け入れられたものとみなされる。料金設定の決定に対して、利害関係者は法廷で異議を申し立てている。2017年8月24日、Engieは、規制販売料金に関する2017年7月27日付決定は権力の濫用であり、当該料金が欧州連合法に反するとして、国務院に訴えを提起した。

また、NOME法は、EDFと競合する電力供給業者のために、フランスにおける既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）も規定した（「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）」を参照。）。規制されたARENH価格は、規制料金の設定に用いる参照価格の1つである。さらに、その他の供給業者のために多くのオプションを提供するARENHの実施条件により、その他の供給業者は仲裁を求めることができ、そうするとEDFは不利益を被ることになる。したがって、EDFは対称的に、エネルギー市場のリスク管理の効率に悪影響を与える主要な不確実性に晒される（「第3 4（2）②（ii）（イ）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。より一般的には、当グループはエネルギー発電量の大部分を、欧州市場において、または程度の差はあれ市場価格に連動した規制価格もしくは契約価格によって、販売している。当グループは、フランスにおいては他国同様、当グループの発電、送電および配電資産に投下した資本に見合った利益を確保することで、規制販売料金または購入価格が、当グループの短期的、中期的および長期的な投資能力ならびに所有権を維持できるレベルで常に設定されると保証することはできない。

例えば、国務院の2016年6月15日付決定および2016年10月2日付官報に掲載された改定料金決定の発表後、フランスにおいて2014年8月1日から2015年7月31日までの期間の電力販売に適用される規制料金の補正は、総額1,030百万ユーロに達した。

当グループは、公共サービス委託契約に基づいて発電、送電、配電または供給事業を運営する場合があり、常に運営する資産の所有者であるとは限らない。

当グループは、その事業に使用している資産を常に所有しているとは限らず、その場合の多くは、公共サービス委託契約に基づいて資産を運営している。

例えば、フランスでは、Enedisは、配電網資産のすべてを所有しておらず、地方当局と交渉される委託契約に基づき配電網を運営している（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。かかる委託契約は、ERDFに対し、拡大業務に従事し、公共配電網を運営する独占権を付与する。これらの公共配電委託契約は、認可当局、配電網事業者および規制料金による供給業者の3者間契約である。法律において、Enedisおよびサービス提供地域における地方配電会社（LDC）（ならびにフランス本土の電力網に接続されていない地域についてはEDF）のみが、公共配電網の事業者に任命され得、またEDFおよびサービス提供地域におけるLDCのみが、規制料金による供給業者に任命され得る。したがって、現在、委託契約の更新の際には、EnedisおよびEDFは他の事業者と競争することはない。しかしながら、当グループは、今後、かかる規定が法律により改定されないと保証することはできない（「第2 3（3）⑤公共配電委託」を参照。）。さらに、当グループは、同様の財務条件においてかかる契約を更新することができない可能性がある。

2015年12月、Enedisによるスマート・メーターの公共配電網（Linky）の配備が開始され、2021年まで継続する予定である（「第2 3（2）④（ii）（ニ）今後の課題」を参照。）。しかしながら、技術的なもしくは管理上の問題、または装置の設置または導入に関する受入問題により、これらの時間枠および関連費用を見直す必要がある可能性がある。

RTEは、フランスにおいて、産業大臣により承認された標準的な委託の付託事項（2006年12月23日付命令第2006-1731号）に従った公共送電システムの所有者であり事業者でもある（「第2 3（2）④（i）送電—Réseau de Transport d'Électricité（RTE）」および「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

フランスの水力発電施設は、4.5MW以上の施設はフランス政府によって付与される委託に基づき、また4.5MW未満の施設は県の許可証に基づき運営されている（「第2 3（3）⑥（ii）（ニ）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。フランスにおける水力発電委託契約の更新に関する課題については、「第2 3（2）①（v）（イ）（d）水力発電に関する課題」に記載されている。

EDFグループは、現在運営している委託が更新されることも、最初の委託時と同じ財務条件において各委託が更新されるとも保証することはできない。さらに、当グループは、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われる補償が、それによる当グループの収入減少を補償するのに十分であるとの保証も、手数料の上限に関する今後の規制が当グループに悪影響を与え



る方向に展開しないと保証もすることはできない。これらの要因は、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、事業を行っている他の国（水力発電の分野では特にイタリア）においても、電力の配電または発電事業を委託に基づき運営している。各国の状況によっては、送電、配電または発電委託が、委託仕様書における財務条件の変更により、EDFにとって有利に維持または更新されない可能性があり、その場合、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

欧州におけるエネルギー分野の自由化に関する法律上の枠組みは、最近整備されたものである。同枠組みは、将来的にさらに変更され、より制約的になる可能性がある。

フランス国内および国外における当グループの事業は、多くの規制の対象となっている（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。また、法律は国によって様々で、欧州連合内においても、その指令が一般的枠組みを定めているに過ぎない。

エネルギー分野の自由化を組織する法律上の枠組みは、比較的最近のものである。したがって、その法律上の枠組みは、将来的に変更される可能性があり（エネルギー・パッケージ）、その変更は当グループにとって不利な変更となる場合もあり、具体的には、追加費用の発生、当グループの成長モデルとの不適合、当グループが事業を行う競争環境の変化につながり、また既存または今後の発電ユニットの収益性に影響を与える可能性もある。

フランスにおける次の複数年にわたるエネルギー計画（PPE）または当グループが事業を行う国々におけるその他のエネルギー政策により、大規模な変革を余儀なくされたり、または当グループの発展が競合事業者に比べて制限されたりする可能性がある。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、発電設備に対する追加的な指標または制限（フランス国内の発電において原子力が占める割合を2025年までに50%とすることを目指し、原子力発電の認可された合計容量の上限を63.2GWとする。）および当社の統治に対する追加的な制限（国内における発電量の3分の1超を発電する事業者が、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）において設定される目標を達成するために合意した実施行為について要約した戦略的計画を立案する義務、および事業者による投資決定が戦略的計画またはPPEの目的と矛盾する場合に、事業者に対してなされる、かかる投資決定に反対する権限が付与された検査官の任命）を課している。2017年11月7日付閣議において（<http://www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-11-07/trajectoire-d-evolution-de-l-energie-electrique>）、フランス政府は、フランスの気候変動コミットメントに照らし、2025年までの達成が著しく困難であることを示す、RTEが行った研究に言及した。一方、フランスは現在、二酸化炭素の排出が欧州で最少レベルの電気を有している。

同時に、特定のエネルギー市場において競争を維持または促進する目的で、当グループの経済的もしくは財務的利益に反する決定または一体としてバランスのとれた事業者としての当グループのモデルに影響する決定が、関係当局または特定の政府によって下される可能性がある（特に、「第2 3（3）③（i）欧州の規制」および「第6 3（2）① EDFに関する法的手続」を参照。）。

EDFは、競争および非差別化に関して適用される法令および規則を遵守しており、今後も引き続き遵守する予定であるが、競合事業者が、これらの規則の違反を申し立てており、また今後も申し立てる可能性があり、かかる訴訟において当グループの利益に反する判決が出される可能性がある。

省エネ証書（ESC）に関する規制の変化によりEDFに追加の義務が発生し、それにかかる費用が発生する可能性がある。

フランスにおいて、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書(ESC)条項は、エネルギーの売手に対して省エネ義務を課している。これは、販売量に対して3年省エネ目標を定めるもので、対象者はこの目標の達成義務を負い、達成できない場合は制裁金が課される。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、EECスキームを修正するもので、当該スキームの第3期として、もともとの義務に、燃料不足時における家庭向けの補足的な省エネ・スキームを追加した。2017年5月2日付法令第2017-690号は、2018年から2020年の期間について全体的な義務のレベルを設定し、目標は第3期の2倍としている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。電力販売の規制料金は、2018年2月1日付で、住宅用顧客および小規模企業用顧客について平均0.8%引き上げられた。フランス政府が決定したこの引き上げは、特に省エネ証書に関して供給業者に課される義務の増加を考慮する、エネルギー規制委員会による2018年1月11日付提案に対応している。エネルギー供給業者間の競争激化、経済危機、または主要な省エネ源の減少により、この3年目標の達成はさらに難しくなる可能性がある。当グループは、3年目標を達成するために負担した商業費用をエネルギー価格に全額転嫁できると保証することはできず、もし転嫁できない場合は当グループの財務状態は悪影響を受けると思われる。

送配電事業の独立運営を要求する法令および規制により、これらの事業に対する支配が制限される。

現行の法令および規制に従って、EDFは、発電業務およびマーケティング業務から独立して送電網の管理をしており、子会社に送電事業を委譲した。2005年9月1日に当該子会社を設立して以来、RTEは、当該子会社が運営、維持管理および開発するフランスの送電網の所有者であり管理者である。2017年3月31日、EDFは、2016年12月以降RTEの全株式を保有していた当社の株式資本の49.9%の売却を完了した。取引の終了時、EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesは、RTEの全資本を保有するCoentreprise de Transport d'Électricitéの共同株主であった。RTEはフランス・エネルギー法の規定に基づき独立して管理される規制対象子会社であるため、EDFは、一部の戦略および業務上の決定について支配権を制限されまたは失うことによる影響を受ける可能性が高く、これによってフランスにおけるEDFの送電事業の見通しおよび収益性が影響を受ける可能性がある（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。同時に、フランス・エネルギー法の規定に従い、EDFは、株主としての立場で、RTEの事業に関するリスクの一部を引き続き負い、第三者および資産の収益性に影響を与える要因に関連する潜在的な責任を引き続き負うことになる。

現行の法令および規制に従って、EDFは、発電業務およびマーケティング業務から独立して配電網の管理をしており、子会社に配電事業を委譲した。配電は、公共配電網の運営および開発を主たる目的とするEnedisが行っている。Enedisは、2008年1月1日から営業している。Enedisはフランス・エネルギー法の規定に基づき独立して管理される規制対象子会社であるため、EDFは、一部の戦略および業務上の決定について支配権を制限されまたは失うことによる影響を受ける可能性が高く、フランスにおけるEDFの配電事業の見通しおよび収益性が影響を受ける可能性がある（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。同時に、フランス・エネルギー法の規定に従い、EDFは、株主としての立場で、Enedisの事業に関するリスクの一部を引き続き負い、第三者および資産の収益性に影響を与える要因に関連する潜在的な責任を引き続き負うことになる。

当グループは、当グループが送電網もしくは配電網を保有するかまたは運営している国または地域において同様の規制上の制限に従っている場合に同様のリスクに直面する可能性がある。

**欧州電力システムの必要な適応の遅延により、統合された欧州電力市場の発展が阻害される可能性がある。**

統合された欧州電力市場の発展は、特に送電インフラおよび相互接続に関する欧州電力システムの適応に依存している。この適応には、地域、国および欧州のエネルギー政策、エネルギー需要および発電価格、特に断続的なエネルギーに関する新しい情報がますます重要な役割を果たしていることを、考慮しなければならない。これらの適応を完遂するためには、時間と多額の財源が必要となる場合がある。

欧州電力システムの必要な適応に関するこの移行期間が、とりわけ今後10年間の欧州における送電網および相互接続に対する投資プログラムに関して5年から10年かかる可能性があるため、当グループが当グループの企業間で新たな相乗効果を生むこと、または競争力の高い新たな価格を提示することがさらに難しくなる可能性がある。

EDFは、一定の責務（特に公共サービス責務）を負っており、かかる責務に関連して追加費用が発生した場合には補償がなされる制度が設けられているが、その全額が補償されない可能性があり、また、かかる補償制度が変更される可能性がある。

フランス政府およびEDFが2005年10月24日に締結した公共サービス契約は、法律（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFが履行責任を負う公共サービス責務の目的および条件を規定しており、かかる責務の履行に関してEDFが補償の対象となる制度について規定している（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

配電網に直接接続する再生可能エネルギーの開発により、特定の地域において、変電所および電力網の受入容量が飽和状態となる可能性がある。かかる飽和状態は、Enedisが特定の事業者を切断するかまたは大幅な遅れをもって接続せざるを得ない場合、地域格差または紛争を生む可能性がある。かかる地域に対する新規投資が必要となる可能性があるが、上記に関する費用が考慮されないリスクがある。

EDFは、公共サービス責務の履行に関して適用される法令および規制によって規定される補償制度が、かかる責務の履行のために発生した追加費用の全額を補償すると断言することはできない。さらにEDFは、特に新たな公共サービス契約の交渉中には、かかる補償制度が変更される可能性がないと保証することもできず、また既存の制度が、公共サービス責務に関連してEDFに新たに課される義務に関連して発生する可能性のある追加費用を完全に補償できると保証することもできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、EDFの事業および財務実績ならびに当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

2018年に公共サービス・エネルギー事業に起因しEDFに補償される予定である費用の暫定金額は、前年までよりも多い7,389.6百万ユーロに達する（2018年の公共サービス・エネルギー事業に起因する費用の見積りに関するフランスのエネルギー規制委員会（CRE）の2017年7月13日付決定）。

## ② 競争および一般的な環境に関するリスク

当グループは、欧州のエネルギー市場（特に当グループの主要市場であるフランスの電力市場）において厳しい競争に直面している。

フランス国内では、2007年7月1日以降、電力市場は、完全に自由な競争市場となった。EDFのすべての顧客は、電力供給業者を選択することができるため、EDFの競合事業者のいずれをも選択することができる（「第2 3（2）②（i）フランス市場について」を参照。）。EDFは、競合が激化する中（新たな顧客の期待、新たな規制、新たな競合者の出現、既存の事業者の合併、市場価格の変動等）、競争に対処するための準備ができています。これらの変化は、消費および価格水準が一定の場合、フランスにおける当グループの売上高に悪影響を与えており、かつ、今後も与えることが予想される。また、EDFは、目標を達成するために、マーケティング費用の適応を余儀なくされる可能性があり、その場合、EDFの収益性に悪影響を与える可能性がある。その他の欧州では、当グループは、地域ごとの競争条件（市場の完全自由化または一部自由化、競合者の状況、規制等）に応じて様々な局面に直面している。当グループが直面する競争の種類、競争の長期的変化および競争が当グループの事業および業績に与える影響は、国ごとに異なる。これらの要因は、とりわけ、当該国における市場の活発さおよび規制の進捗、ならびに当グループが制御し得ないその他の要因に依存している。

この状況の下では、当グループが欧州の電力市場に好機（新たな低炭素電力使用ならびにエネルギー・サービスおよびエネルギー効率のニーズの掘り起こしを含む。）があると考えていても、当グループは、その市場シェアを守ることができないもしくは予想どおりの市場シェアを獲得できない可能性または当グループの利益率が減少する可能性があり、その場合、当グループの事業、戦略および財務状況に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、発電した電力を直接または間接的に販売する際、展開の過程で欧州のエネルギー卸売市場および供給量市場の価格に影響されるため、その程度によっては当グループの財務状態に影響を受ける可能性がある。

当グループは、発電事業およびマーケティング事業を、主として欧州におけるエネルギー市場において行っている。したがって、当グループは、エネルギー卸売市場（電気、ガス、石炭、石油製品）における価格変動リスクに晒される。これらの変動は、欧州における現在のエネルギー卸売価格において特に著しい（「第3 7（2）経済環境」を参照。）。

フランスにおいては、企業向けの規制料金の終了以降、当グループは市場価格に晒されている。エクスポージャーの程度は、ARENH制度の利用状況に対応し、またかかる利用状況は市場価格の水準に対応する。したがって、フランスにおける市場エクスポージャーは、ARENH制度をまったく利用していないときに最大になり、フランスにおけるEDFの発電量の約80%に相当すると推定される。

欧州のエネルギー市場における最近の低価格は、いつまでも続くとするれば、当グループの売上高と資産価値の両方に影響を与える。持続的な低価格水準は、売上高、期待利益率および業績を大いに不安定にするものである。このような価格水準が続けば、欧州を中心に、当グループの発電ユニットの収益性、およびその維持管理または更新に関する条件にも影響を与える可能性がある。

これらの価格水準には、世界市場におけるコモディティ価格、需要と供給のバランスだけでなく、一部の発電手段に適用される料金、財務または助成金政策等、様々な要素が影響している。このため、当グループは、電力市場価格の変動が当グループの事業の発展、資産価値および財務状態に与える悪影響を回避しようと保証することはできない。

当グループは、主として卸売市場における売買により、そのリスク・エクスポージャーに対処している。石油製品市場を除き、卸売市場は、依然として発展途上の新市場である。それゆえ、流動性の欠如が、当グループのエネルギー市場におけるリスク・エクスポージャーのヘッジ能力を制約する可能性がある。加えて、これらの市場の一部は、特に相互接続の欠如等により、依然として、国ごとに一部分断されている。さらに、これらの市場では、予測困難な価格の大幅な変動および流動性危機が起きる可能性がある。

エネルギー市場リスクの管理は、当グループが採用している「エネルギー市場リスク」方針に沿って行われている（「第3 4（2）②（ii）（イ）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。当グループは、組織的市場または店頭において取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ金融商品を通じて、当該市場における当グループのポジションをヘッジしている。しかし、当グループは、特に流動性リスクおよび大幅な価格変動に対して完全な防御を保証することはできず、それらのリスクは当グループの財務状態および資産価値に悪影響を与える可能性がある（2016年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記40「市場リスクおよび相手先リスクの管理」を参照。）。

さらに、欧州のエネルギー卸売市場における価格の現況は、すべての欧州の事業者の特定の生産ツール、特に化石燃料火力発電所の収益性に影響を与えている。供給量市場は、いくつかの欧州諸国においてそれぞれ異なるアプローチで設定されている。これによって、供給の確保に必要な特定の発電資産の閉鎖または操業停止のリスクは制限される可能性がある。

当グループの事業は、好ましくない経済情勢により不利な立場に置かれる可能性がある。

当グループの事業は、当グループが事業を行う地域内の景気循環および経済情勢の影響を受ける。かかる地域における不況により、当グループの顧客によるエネルギー消費、投資および工業生産高が低下し、その結果、エネルギーおよび当グループが提供するサービスに対する需要に悪影響を与える可能性がある。かかる経済情勢は、例えば、当グループの既存の資産または計画中の資産の一部の収益性を脅かし、または当グループの一部の契約相手方を衰退させる可能性がある（「第3 7（2）経済環境」を参照。）。現状では、欧州の発電所は全体的に供給過多であり、消費が横ばいまたは減少すらしめている経済的背

景から、多額の助成金を受けた新しい生産手段の出現によって一層弱体化している。当グループは、当グループが事業を行う地域において景気悪化による影響が、当グループの事業、営業利益、資産価値、財務状態または見通しに重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

また、当グループは、経済成長サイクルおよび事業展開する様々な国々に対するそれぞれの投資水準の変動に晒されている。経済全体または現地経済の減速、価格の著しい変動ならびにエネルギーおよび原材料の供給力、当グループの主要市場におけるエネルギーおよび関連サービスの需要の減少、主要な顧客に影響する事象、当グループの主要市場における需要と供給の著しい不均衡、ならびにより一般的には、当グループが事業展開するマクロ経済的またはミクロ経済的環境の著しい悪化は、いずれも当グループの取引高、利幅、資産価値、財務状態または見通しに直接または間接的に影響し得るリスクである。

**当グループは、気象条件および事業の季節変動性に関連するリスクに晒されている。**

電力消費は季節的なものであり、気象条件によって大きく左右される。例えば、フランスでは、電力消費は一般に冬季には高くなる。さらに、利用可能な電力も気象条件によって左右される。それゆえ、水位の低下または熱波は、設備の下流に流れる河川の水温が最大水温を超えないようにしなければならない要請とあいまって、原子力発電を制限する可能性がある。水力発電もまた、山脈における降雨量（雨量および年間を通した分布）および降雪量の影響を受けやすい（「第2 3（2）①（v）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。同様に、風力発電所または太陽光発電所で生産される電力は、当該設備が設置されている敷地の風条件または日照時間に影響される（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。サービス事業自体も、冬季および夏季のピーク時に影響される。

したがって、当グループの業績は、電力需要の季節要因を反映しており、例外的な気象条件もしくは予測していたよりも不利な雨、雪、風または日照時間の条件により、悪影響を受ける可能性がある。例えば、当グループは経済的な発電手段の利用が減少したことをより発電コストのかかる他の発電手段または高価な卸売市場を利用することで補う必要がある。

**当グループは、気候変動による物理的または遷移効果に晒されている。**

EDFグループの資産および事業は、気候変動の物理的および社会的効果によって大きく影響を受ける可能性が高い。かかる効果は予測不可能で、当グループの財務状態、経営成績、キャッシュ・フローまたは与信枠に悪影響を与えるおそれがある。気候変動に関する新たな規制の動きも、EDFの事業に悪影響を与えるおそれがある。

**当グループは、費用負担を生み、潜在的な責任の原因となるより厳しさを増している環境上または公衆衛生上の規制を遵守しなければならない。**

当グループの事業は、フランス国内および欧州の両方で数が増加しつつあり、かつ要求が厳しさを増している環境保護および公衆衛生保護のためのルールの対象となっている。

かかる規制は、当グループの産業用発電事業、ならびにエネルギー供給サービスおよびエネルギー関連サービスに関連しており、例えば、それらを提供するにあたって、需要管理の概念を導入しなければならない（当グループに適用される環境および安全衛生に関する規制ならびに当グループの事業に影響を与える可能性のある今後の規制については、「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」および「第2 3（3）⑥（ii）EDFの施設および当グループ事業に適用される規制」を参照。）。

当社および当社が支配するすべての会社の活動に関して、親会社および下請業者ならびに親会社が支配する会社またはその下請業者もしくは供給業者の活動から直接または間接的に発生する、リスクの特定、ならびに人権および基本的自由、人および環境の安全衛生の深刻な侵害の防止を目的とした措置を講じることを義務付ける、親会社および下請業者への注意義務を定めた法律が施行され、フランスの規制枠組みは強化されている。

かかる現行または将来の規制を遵守しない場合、当グループは、重大な訴訟を提起される可能性がある（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」の項を参照。）。たとえ当グループが過失や適用ある規制の違反を犯していなかったとしても、当グループに責任が生じる可能性がある。また、それが犯された時点でEDFグループに属していない事業体による違反、損害または権利侵害についても、それ以降に当グループがその施設を引き継いでいれば、当グループがそれらを補償せざるを得ない可能性がある。

かかる規制は、フランス国内または欧州の当局によって大幅に強化される可能性があり、この場合、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。当グループは、規制の変更が当グループの事業に与える影響を評価するため、継続的に監視を行っている。

現行規制およびかかる規制の将来の変更を当グループが遵守することで、かかる遵守に必要な営業コストおよび投資が増加しており、今後も引き続き増加する可能性がある。当グループの施設が新しい規制を遵守できない場合、当該施設を閉鎖しなければならない可能性さえある。さらに、他の規制（より厳しく、または新しい分野に適用される可能性のある、現在予測不可能である規制）が、関係当局によって採択される可能性があり、同様の影響をもたらす可能性がある。

最後に、当グループの持続可能な発展についての政策に対する利害関係者による外部認識が変化し、当グループの財務以外での評価およびイメージの低下につながる可能性がある。

**フランス政府は、当グループの支配株主として、当グループが行う事業または決定に影響力を及ぼす可能性がある。**

フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府は、EDFの支配株主となっており、その株式資本の70%以上を保持しなければならない。フランス法の下では、支配株主は、株主総会で採択される決議を含め、会社に関する多くの決定を支配する（特に、取締役の選任および解任、配当の分配、ならびに増資、合併または出資取引等に関する定款の変更。）。さらに、フランス政府の保有株式の希薄化に関する法定制限が、資本市場にアクセスしまたは外部的拡大取引を実行するEDFの能力を制限する可能性がある。

**英国の国民投票における欧州連合離脱決定は、EDFの経済状況、金融市場および事業全体に悪影響を与える可能性が高い。**

2016年6月、英国国民の過半数が、国民投票において欧州連合離脱に賛成票を投じた。この国民投票の結果、および英国の離脱手続は、欧州連合条約第50条に規定された離脱手続の範囲内で交渉される。2017年12月15日に開催された欧州理事会において、交渉が第2段階に入ることが可能となった。多くの政策が変更されると予測される（金融、税、経済、エネルギー等）。これらの変更が経済および金融環境（特に成長、為替レートおよびインフレ）ならびに当グループに与える影響は、移行期間から、または事の流れが落ち着いてから現れる可能性がある。これらの結果は、英国と欧州連合との交渉だけではなく、英連邦、米国および中国といった第三者との交渉の内容にも左右される。

この国民投票は、英国が離脱時に差し替えまたは複製を決定する欧州起源の法令を含め、英国と欧州連合との将来の関係性に重大な不透明感を生んだ。さらに、英国が欧州連合を離脱することにより、欧州連合内および英国両方のエネルギー政策が変更され、原子力事業に関する条文が改定される可能性がある。

2017年2月1日に庶民院によって可決された、欧州連合条約第50条に基づき英国首相に離脱権を履行する権限を与える法案は、「ユーラトム」条約によって制定され、英国が1973年1月1日に欧州経済共同体の加盟と同時に加盟した欧州原子力共同体からの同時離脱も規定している。原子力分野における継続的な協力および運営の連続性を考慮して、英国は国際原子力機関の一員のまま、具体的な合意について適切な調査が進められる。しかしながら、新たな規定の策定または整備が遅れば、現行または将来のプロジェクトの実施に支障を来す可能性がある。

これらすべての動きが当グループの英国事業に与える影響は、短期間では限定的なものとなる。「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。しかしながら、経済情勢が悪化し、エネルギー市場の制約につながる可能性はある。金融および経済環境の変化、デフレまたはインフレの状況、ならびに為替レートの変動または経済事業者による新たな調整により、当グループは英国市場において新たなリスクに晒され、また新たな機会を得る可能性がある。

この新しい状況により、プロジェクトの収益性条件が変更され、英国または欧州における当グループの将来のプロジェクトに関して投資家に疑問を持たせ、または反発を招く可能性がある。

これらの動き、これらに伴う不透明感、および上記のいずれかが起こるかもしれないという確信は、欧州の経済活動を鈍化させ、欧州の規制環境の安定を脅かし、為替レートを著しく変動させる可能性が高い（リスク要因における「為替リスク」を参照。）。これは、世界の経済情勢、とりわけ当グループの特に英国における事業、財務状態および経営成績に悪影響を与えるおそれがある。

**当グループは、数多くの国で事業を行っているため、政治不安、経済不安または社会不安に直面する可能性がある。**

当グループは、当グループが事業展開する国の経済、金融、政治または社会状態が当グループの経済的利害に影響を与える可能性があることを意味する、「カントリー・リスク」に晒されている。当グループが事業展開する国々で近日行われる予定の選挙は、政情不安、したがって法律および規制の不確実性に寄与する可能性が高く、また特にいずれかの国がユーロ圏または欧州連合から離脱した場合は経済情勢が悪化する可能性がある。政治的またはマクロ経済的環境に重要な変化があった場合、EDFは、かかる新たな環境に適応しこれを遵守するため、追加費用の負担および／または支出を強いられる可能性がある。

当グループの事業については、「第2 3（2）⑤国際事業」に記載されている。当グループの一部の投資およびコミットメントには、政情または経済が不安定化する可能性のある国または不安定化している国において事業を行うことに付随するリスクおよび不確実要因に晒されている。当グループが事業展開する国は、国によっては未発達で十分な保護機能を有しておらず、かかる国は投資利益および投下資本の本国への送金に関する統制または制限を行っているかそれらを行う可能性があり、エネルギー事業に影響を与える特別課税および利用料を定めているかまたは定める可能性があり、国際的グループの事業に関して制限的規則を課しているかまたは課す可能性がある。特に信用保険グループ（COFACEを含む。）による評価によって特定されたかかる国において、時として急速に変化する規制または政治的、社会的およびその他の要因により影響を受ける規制に電力分野も従っており、これは当グループの子会社の事業または財務実績に対し、その利益に反する形で影響を与える可能性がある。上記のいずれかの事象が発生した場合、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、世界の様々な国（ブラジル、ベトナム、ラオスおよび中国等）において、独立系発電所（IPP）のポートフォリオを開発および建設しており、そこで1つ以上の役割（エンジニアリング、プロジェクト管理、プロジェクト事業者、投資者および事業者としての役割）を担っている。これらの異なった立場において、特に、IPPに対する投下資本のリターンが予想を下回る場合、長期電力契約もしくは適用ある場合にはパス・スルー条項が疑問視される場合、または当該国における電力市場規則の主要な変更を伴う場合には、当グループが責任を負うか、または当グループの財務実績に影響を与える可能性がある。

### 当グループに適用されるIFRS基準の変更に起因するリスク

EDFグループの2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類は、国際会計基準審議会（IASB）が公表し、2017年12月31日に欧州連合が承認した適用可能な国際会計基準に準拠して作成されている（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.1を参照。）。

かかる会計基準の枠組みは、発展しており、新基準およびその解釈は現在、有資格の国際的団体により草案が作成される過程または承認される過程にある。当グループは、かかる基準および解釈による潜在的影響を検討しているが、かかる基準および解釈が伴う可能性のある今後の展開または連結財務書類に対するその影響を予測することはできない。

### ③ 当グループの変革に関するリスク

当グループの拡大戦略は当グループの設定した目標に沿う形で実施できない可能性がある。

当グループは、欧州の主要国（英国、イタリア、ベルギー）において、既存の資産を活用しつつ成長を牽引するものを求めることで、フランスにおいて低炭素成長の最も大きい、効率的で責任ある発電会社として、CAP2030戦略に沿う形で発展を継続する意向である。当グループの変革の戦略および推進力については、「第2 3（1）当グループの戦略」に記載されている。当グループの上流部門と下流部門を統合したモデルによって、粗利益を最大化するために、物理的および市場の不確実性に関するリスクをよりよく管理することができる。「第2 3（2）当グループの事業の概要」を参照。当グループは、戦略のための資源を調達するため、このようにして、拡大、再編、収益性向上（「当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。」という見出しのリスク要因を参照。）および売却に焦点を合わせたプログラムを実施している。これらのプログラムは、資産の戦略的分析によって補足される場合があり、かかる分析自体によっても財務のさらなる機動性が求められ、売却につながる場合がある。

当グループは、顧客および地域に固有の持続可能な開発の手法の一環として、環境効率エネルギーのサービスを含む統合サービスの提供を開発し、強化する方針である。エネルギー・サービス市場は非常に競争が激しく、またエネルギー効率化市場は、大きな潜在的開発可能性を有する（「第2 3（2）⑥（i）エネルギー・サービス」を参照。）。2014年7月25日以降のDalkiaの当グループへの統合は、専門知識および開発部門を強化するものである（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。しかし、当グループは、そのサービスの提供が成功するとの保証も、当グループがこの分野における拡大方針を常に実行できるとの保証もできず、この場合、当グループの財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

新エネルギーの分野について、EDFは主に多数の国で事業を行っているEDF Énergies Nouvelles子会社（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）に任せている。かかる発展の収益性は、しばしば多くの国で適用されている支援政策に依拠するものである。当グループは、支援プログラムが一部の国において変化しないことおよび投資の収益性に悪影響を及ぼさないことを保証することはできない。

原子力事業に関しては（「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」を参照。）、当グループは、予測している拡大を達成できない可能性、国内外で開始したプロジェクトを遂行できない可能性、または期間中に十分な経済、財政および法的状況下においてかかるプロジェクトを遂行できない可能性がある。EDFグループは、原子力発電所の建設および操業に関する（特に中国および英国における）国際プロジェクトに、特にパートナーシップまたは株式投資を通じて関与している。これらのプロジェクトは、行政上の許認可および免許の取得ならびに（場合により）さらなるパートナーシップの構築を必要とする。これらは、多数の産業パートナーおよび多額の投資を要する大規模かつ長期的なプロジェクトであり、その資金調達の状況については確認が必要である。経済状況に鑑みると、かかる資金調達は遅延する可能性がある。加えて、一部の国における規制枠組みの変更は、EDFの責務および責任に影響を与える可能性がある。保護的な契約条項の交渉をしたとしても、当グループは、予定の時間枠に従ってこれらのプロジェクトの一部またはすべてが十分な経済、財政、規制および法的状況下で実行されること、またはかかるプロジェクトが長期的に当初予測していた収益をもたらすことを保証することはできず、これにより、当グループの財務状態およびその評判に悪影響が及ぶ可能性がある。

さらに、当グループのガス事業の拡大は、発電におけるガスの利用ならびにガスの提供の開発の両面において、重要な課題である（「第2 3（2）⑥（ii）ガス事業」を参照。）。世界におけるガスの需給に関する見通しは、変化している（特に米国における非在来型ガスのブーム、新興国からの需要増加等）。新たな事業者の出現やエネルギー企業の合併により、フランスおよび欧州ではガス分野の競争環境が展開しつつある。欧州諸国において、天然ガスの輸入に対する依存度は既に高く、上昇を続けているが、これは主として、現地資源の枯渇および供給源の遠隔地化によるものであった。当グループのガス事業戦



略を実施するために、当グループは、競争が激しい供給源へのアクセスだけでなく、消費地点に近い地域にガスを輸送することを可能とする物流面のインフラ設備（貯蔵倉庫、ガス・パイプラインおよびLNGターミナル等）へもアクセスしなければならない。当グループは、競争性のある財政状態の下、（例えば、長期契約またはガス田の取得により）ガス供給源またはかかるガス・インフラへのアクセスを常に確保できるとの保証も、予想されているシナジーを生み出すことができるとの保証もできない。上記の要因はいずれも、当グループのガス戦略の拡大を鈍化させる可能性があり、その場合、当グループの事業、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。さらに、国際的な地政学的背景がより厳しいものとなった場合、当グループが自ら関与しているプロジェクトから迅速に、または許容できる経済情勢の下で撤退できる保証はない（「第2 3（2）⑤国際事業」を参照。）。

さらに一般的には、当グループは、その決定が不適切となるような規制上、経済的および競争上の背景の予期せぬ変化に直面する可能性があり、また、当グループの戦略の実施または変更に際して問題に直面する可能性もあり、この場合、当グループの事業、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

**当グループによる買収および売却の取引はリスクを伴うため、追求した目標が必ずしも達成されるとは限らない。**

当グループは、その開発戦略の一環として、資産または株式持分の買収およびジョイント・ベンチャーの設立を伴う取引ならびにより一般的なあらゆる種類の外部的拡大取引を行う必要がある（「第2 3（2）当グループの事業の概要」および「第3 7（3）②新規投資、パートナーシップおよび投資プロジェクト」を参照。）。

外部的拡大事業は、次のようなリスクを伴う。（i）当グループが買収の評価に用いる仮定が、特に予想市場価格、費用削減、利益、シナジーおよび収益性に関して正確ではない可能性がある。（ii）買収した資産の品質および性能に関して支障が生じ、または買収した企業の負債の過小評価が生じる可能性がある。（iii）買収契約について売主による債務の保証を求める際、契約相手方の質に関して支障が生じる可能性がある。（iv）買収した事業または企業の統合に関して支障が生じる可能性がある。（v）当グループが、買収した企業の一部の主要従業員、顧客または供給業者を維持できない可能性がある。（vi）当グループが、高額または不利な財務条件で既存の契約関係の解消を強いられるか、または解消を希望する可能性がある。（vii）これらの買収に係る資金調達を目的として当グループの負債が増加する可能性があり、その結果、将来において財務上の柔軟性および追加の融資を得る機会が制限される可能性がある。（viii）当グループが、独占禁止法取締当局との間で、当グループが予定していた条件より不利な条件で実施することとなる約定の締結を強いられる可能性がある。

その結果として、外部的拡大事業により期待される効果は、予想より小さいか、または遅く達成される可能性があり、その場合、当グループの財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

また、当グループは、資産の売却または株式投資を伴う取引をこれまでに行っており、特に2016年4月22日に発表された売却契約の一環として、今後行うこととなる可能性がある（「当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。」という見出しのリスク要因を参照。）。かかる売却に関連して、当グループは売却資産について保証を提供することがあり、その結果として、購入者に対して補償金または価格調整額を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

さらに、当グループは、特に契約上、財務上または規制上の制約もしくは政治的介入により予定していた外部的拡大取引および売却を行うことができなくなる可能性があり、または希望する価格と異なる価格で買収および売却を行うことになる可能性がある。この場合、当グループの財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

**当グループは、子会社および株式持分の一部について、その過半数支配権を有していない可能性または共同支配している可能性がある。**

当グループの一部の事業活動は、当グループが共同支配権を有するかまたは当グループが少数株主持分を有する事業体を通じて遂行されている、または将来遂行される可能性がある。かかる状況において、パートナーの合意が得られない場合、または当グループの利害に反する決定がなされる場合には、当グループは、デッドロック状態に陥る可能性がある。この場合、採用した戦略を遂行する当グループの能力が制限される可能性があり、当グループの事業活動、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

**EDF株式の価格は、大きく変動する可能性がある。**

ここ数年、株式市場は著しく変動しており、これは株式が取引されている企業の業績と必ずしも比例していない。フランス国内外の金融市場におけるかかる変動は、EDF株式の市場価格に大きな影響を与える可能性がある。エネルギー価格の変動、エネルギー市場および原子力市場に係る規制上の重要な制約、ならびに原子力安全当局による要求の高まりも、EDFの行動が不安定になる要因となっている。

またEDF株式の価格は、例えばエネルギー政策に関する政治的決定の結果、EDFグループ、競合事業者、経済情勢全般または特定のエネルギー部門に影響する多数の要因により、大きな影響を受ける可能性がある。

当グループは、急速に変化する環境にその技術を継続的に適応させ、その労働力のほとんどを入れ替えながら、経験および技能を新しい従業員に承継させなければならない。

変化する環境の中で、人的側面は、これまで以上にEDFの戦略的計画の中心となり、かかる計画は当グループの業績において重要な要素である。需要を見越し、職業の変化を考慮し、機能的および地理的に必要な適応を行うことが、技能の継続的な開発および適応につながる。

フランスでは、電力およびガス産業の従業員のための特別年金制度の改革による平均退職年齢への影響にもかかわらず、EDFの従業員の多くが毎年退職している。例えば、EDFの範囲においては、2015年から2020年の間に約20%の労働力が定年退職を迎える可能性がある（「第2 5（1）優れた専門性：雇用および技能開発」を参照。）。この状況は、当グループの新たな課題へEDFの人材の技能を適応させる機会ではあるが、これらの従業員の入替えには、需要を見越し、知識を承継し、かつ、EDFの雇用者としての魅力を磨き、最も適した人材の獲得競争に対処することが必要となる。

EDFグループは、技能と需要のマッチングを最大の課題とみなしており、必要な技能の取得、維持、再配置、開発または入替えを満足するいく条件で適時に行うために適切な手段を取っている。しかしながら、採用される方法が、十分であるとは限らず、その場合には、当グループの事業および財務状態に影響を与える可能性がある。

当グループの従業員の一部は、EDFとEngieの共同事業体に属しているため、当グループはかかる共同事業体の管理機構の構成に部分的に依存している。

当グループの従業員の一部は、EDFとEngieの共同事業体に属している（ほぼ全員がEnedisおよびGRDFの共同部門すなわち、2つの配電網事業者に属している。）。したがって、これらの共同事業体による決定の一部は、特に費用および資源の管理に関し、EDFに影響を与える可能性がある。さらに、EDFとEngieは、これらの共同事業体に関して異なる利害または見解を有する場合があります、このことが当グループの労働関係、財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）④（ii）（ハ）EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

当グループは、年金およびその他の従業員給付に関する多額のコミットメントを履行しなければならない可能性がある。

当グループが事業展開している様々な国で適用されている年金制度では、当グループの従業員に対する給付の支払いに関する長期的コミットメントがある（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記31を参照。）。フランスでは、これらの年金コミットメントに加えて、当グループは雇用後給付および在職中の従業員に対する長期給付に関するコミットメントがある。

上記のコミットメントをカバーするために、当グループは必要に応じて、外部委託基金または年金基金を設立している。場合によるが、2017年末における当該資産はかかるコミットメントの一部をカバーする程度であったが、当グループにとっては、その満期は相対的に段階的に到来する。2017年12月31日現在、従業員給付コミットメントの平均期間はフランスでは19.7年、英国では21.0年であった。

上記コミットメント、計上された引当金、設立された外部委託基金または年金基金、ならびに資金不足を補うための追加拠出金の金額は、市況によって変更される可能性のある一定の保険数理上の仮定（割引率等）、フランスにおける従業員関連のコミットメントについては一般的な退職制度によって支払われる退職給付を規定する規則、および当グループによって支払われる給付に基づいて算定されている。これらの仮定および規則は、将来において調整される可能性があり、その場合、年金およびその他の従業員給付に関する当グループの現在のコミットメントを増加させ、その結果、それに応じた引当金の増額につながる可能性がある。

さらに、外部委託基金または年金基金の金額が、特に英国またはフランスにおいて、主に算定上の仮定または金融市場の変動により、当該コミットメントについて不十分となることが判明した場合（「当グループは、金融市場におけるリスクに晒されている。」という見出しのリスク要因を参照。）、当グループは当該基金に対して追加の拠出金を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

#### ④ 当グループのパフォーマンスに関するリスク

当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。

当グループは、当グループの経営実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施しており、今後も実施する可能性がある。2016年4月22日に開催された取締役会会議において、営業費用の削減、必要運転資本の最適化措置、純投資の管理（Linky、HPCおよび新たな開発を除く。）、および資産売却計画を含む業績計画が承認された。EDFは、2017年11月13日付のプレスリリースにおいて、この業績計画の展開を加速すると発表した。このため、2015年に対する2018年



の営業費用の削減目標は、700百万ユーロではなく800百万ユーロに増額され、また2015年に対する2019年の削減目標は1.1十億ユーロに設定されている。2020年末までに完了予定であった10十億ユーロの売却計画は、2018年末までにほぼ終了する見込みである。2018年の取得および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純投資の合計額は、15十億ユーロ以下となる予定である。しかしながら、当グループは、当グループが実施する業績向上プログラムが予想どおりの成果をあげるとも、計画された予定どおりにかかる成果をあげるとも、または当該プログラムが規制および経済の動きに対処する上で十分であるとも、保証することはできない。

当グループの事業には多くの行政上の認可が義務付けられており、認可取得が困難となるかまたは著しく厳しい条件でしか取得できなくなる可能性がある。かかる認可に対して不服申立てがなされる可能性もあり、その場合、当グループの事業が悪影響を受ける可能性がある。

当グループの産業活動の運営および発展には、フランス国内および国外において、地方レベルおよび全国レベルの両方で多くの行政上の認可が必要である。認可の取得および更新の手続は、複雑かつ長期間に及ぶ可能性がある。かかる認可の取得は機械的なものではなく、取得の条件は変更される可能性があり、常に予測可能であるとは限らない。これらの認可がなされた場合であっても、利害関係者がこれに対して不服申立てを行う可能性がある（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照）。したがって、当グループは、認可の取得または更新に関する要件を充たすために多額の費用を負担することとなる場合がある（例えば、認可申請の準備費用、認可が下りる前に設置が義務付けられる設備に関連した費用、または建設予定の構造物の環境への影響の相殺等）。これにより当グループの産業活動が不利な立場になる可能性もある。認可が維持または更新できなかった場合の当グループの産業活動の遅延、巨額の費用負担または停止は、当グループの事業および収益性に悪影響を与える可能性がある。また当グループは、必要な許認可を取得せずに資源を使用した可能性があるため、プロジェクトの中止または撤退を余儀なくされることがあり、その場合、当グループの事業、発展または財務状態に悪影響を与える可能性がある。

当グループは大型プロジェクトの統制に関するリスクに晒されている。

当グループは、事業の一環で、プロジェクト事業者または元請業者として、本質的に複雑で多額の投資を要するプロジェクトを計画または実行しなければならない。かかるプロジェクトの完成は、技術、運営、経済、規制または環境に関する様々な不測の事態に左右される可能性があるため、これらによって完成が遅れもしくは未完となり、それゆえ当グループの事業、利益、資産価値、財務状態および見通しに悪影響が生じる可能性がある。EPRプロジェクトに関するリスクについては、「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。

当グループが選択した技術が、特にデジタル移行に関してより効率性の高い技術に追い越される可能性がある。

技術開発および社会の発展を先取りするため、当グループは技術の革新および飛躍的進歩の特定および利用を常に監視している。しかしながら、当グループは、かかる開発が最終的に当グループの事業にどのように影響するかを確実に予測したり、かかる開発を総合的に確認したと断言したりすることはできない。当グループの事業活動は、事業を行うにあたって、一定の選択に基づいており、当グループが使用している技術は、それらに比べて効率性、収益性、安全性ならびに見込まれる将来の標準化および基準との関連性においてより高い水準にあることが証明された他の技術に追い越される可能性がある。

特にデジタル移行に関して、当グループの競合事業者による新技術の利用、またはかかる競合事業者による新たな、効率性および競争力のより高い技術の開発は、当グループが自己の技術のいくつかおよび経験を通して享受している競争上の利点を減少させまたは排除する可能性がある。同様に、当グループの技術開発、当グループの技術開発資源の計画もしくは割当てが遅れたり、またはできなかったりした場合、当グループの競争上の利点には同様の効果があり、その結果、当グループの事業、財務状態、雇用者としての魅力、評判および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループの事業は、障害が発生するかまたは悪意ある攻撃の標的となる可能性のある情報システムに依拠している。

当グループは、その商業上および産業上の業務遂行に不可欠である複合的かつ非常に複雑な情報システム（サーバー、ネットワーク、アプリケーションおよびデータベース等）を運用している。この情報システムは、急速に変化しつつある環境に適応しなければならない。実際、当グループの事業は、技術および情報システムの効率性に大きく依存している。さらに、当グループはデジタル移行に尽力している。かかるシステムおよび技術に関するリスクは、これらのシステムの中断、機能不全または障害、コンピューター・ウィルス、著作権侵害、なりすまし犯罪、機密データの流用、電子データの破損、規制違反、人的ミスおよびテロ攻撃等、ありとあらゆる形態を取りうる。最近ハッキング事件が増えより高度化していることから、これらのコンピューター・リスクの重要性、ならびにかかる事件から起こりうる財務被害および風評被害が実証されている。

当グループは、いかなる新バージョンも可能な限り当グループの要求に見合った機能レベルを提供できることを保証するために、当該システムのテスト手続を実施し、また単発の不具合が生じた際に解決策を提示することができるよう、事故および

危機管理の手続きを定めている。またかかる手続きは、悪意ある攻撃の可能性にも対応する（「第3 4（2）②（ii）（二）情報システム（IS）の保護」を参照。）。当グループが何重にも安全対策を取っているにもかかわらず、これらの事象のいずれも完全に排除することはできないため、当グループに著しい悪影響を与える可能性がある。

また当グループは、毎年テストを受けているバックアップ・プログラムおよび情報システムを強化、改善するための方針を実行し、事故のフィードバックを通じて定期的に改善される危機管理手続を策定した。しかし、当グループは、これらのプログラムが技術開発上の問題またはその現実の実施に影響する遅延に直面せず、また大規模な災害時に、かかるプログラムが当グループの事業および財務状態が受ける悪影響を制限できると保証することはできない。

当グループは、自然環境または人的環境に甚大な被害を与える可能性のある施設を運営しており、かかる施設は、事故、または天災もしくは悪意による外的損傷によって深刻な影響を受ける可能性がある。

原子力施設に特有のリスク要因については、「第3 4（1）⑤ 当グループの原子力事業に関する特定リスク」に別に記載されている。

送配電施設内またはその周囲で働く人員は、事故、エラーまたは過失行為があった場合には電気ショックおよび感電リスクに晒される可能性がある。これについて、当グループは、フランス・エネルギー法の規定に従い、必要な防止および安全対策を講じている。しかしながら、当グループは、これらの対策がすべての事象に対して実際に十分であると保証することはできない。電磁場（EMF）（特に当グループが運営する電気回路網付近の電磁場）に晒された場合の人体の健康リスクが、フランス国内および国外において問題となっている。過去20年間にわたって行われた研究によれば、EMFに晒された場合の健康リスクの存在は証明されていない。また、世界保健機関（WHO）は、2007年6月に発表されたレポートでは、健康リスクはあるとしても低く、恣意的に低い曝露限度の採用は正当とは認められないと考えている。現時点で30年分の研究結果が公開されているが、EMFへ晒されることに関連する健康リスクに関する医療知識が変化する可能性、かかるリスクに関して公衆がより敏感になる可能性、また予防措置の指針が広範に適用される可能性を排除することはできない。かかる努力にもかかわらず、EDFグループは、引き続き訴訟の増加に晒されることになるかまたは本件により送配電網の建設、開発、改修もしくは運営に対し、より厳格な、費用のかかる対策を講じることとなる可能性がある（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

より一般的な問題として、当グループが現在フランス国内または国外で運営しているまたは過去に運営してきた施設が、産業事故や環境面および公衆衛生面での影響当グループの施設は、同様のリスクに晒される他の事業が行われている産業地域に位置している場合があり、したがって、かかる地域では、当グループの施設が、他の事業者が所有する当グループの管理下でない近隣の施設で起きる事故の影響を受ける可能性がある。

当グループは、ISO 14001に従い、当グループが運営する施設によって引き起こされる産業事故または環境被害に関して、適切な防止策および必要であれば修理のための対策を講じている。これらの対策は、特に、当グループの施設で火災・爆発等の事故が発生するリスクのみならず、第三者が所有する近隣施設で発生する火災・爆発等の事故の影響からも当グループを保護するためのものである。しかしながら、一般に、当グループは、上記のいずれかの事象が仮に発生した際にこれらのリスクを統制するための対策が完全に効果的であると保証することはできない。上記に記載する種類の事故は、人、建物および事業継続に深刻な影響を与える可能性があり、当グループの責任が問われる可能性がある。当グループが加入している民事責任保険および損害保険の補償範囲は著しく不十分である可能性があり、また、当グループが、現在加入している保険と同水準の補償範囲の保険を同額の保険料で維持できるという保証はない。ここ数年にみられる自然災害の頻度および規模により、保険市場および再保険市場の能力ならびに当グループの民事責任保険および損害保険の補償範囲に多大な影響が及ぶ可能性があり、また実際に影響が及んだ。また、かかる事故によって、影響を受けた施設および同じリスクがあると判断される類似の施設の閉鎖につながる可能性がある（「第3 4（3）保険」を参照。）。

さらに、当グループまたはその従業員が運営する施設または資産は、外的攻撃またはあらゆる種類の悪意による行為の標的となる可能性がある。安全対策は、施設および敷地の設計時に組み込まれ、防護対策は、EDFにより実施された。さらに、様々な攻撃に対抗する安全対策が、公的機関と共同で行われた。これらの施設に対する攻撃または悪意による行為は、人および建物への被害、対策が不足しているとの判断を理由とする当グループへの責任追及ならびに業務の中断等の結果をもたらす可能性がある。また、当グループは、影響を受けやすい敷地および重要な基幹施設の防護に関して、欧州およびフランスの法律がさらに制限的になり、当グループにとって追加の投資および費用が発生するようなことにならないと保証することはできない。

これらの事象はいずれも、当グループの事業、業績、評判および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

事業展開する地域における度重なる停電または広範囲の停電（特に当グループに起因する場合）が当グループの事業、財務状態およびイメージに影響を与える可能性がある。

当グループは、特にEDFが行う追加的な統制によって一部の原子炉が利用できないことに鑑みると、たとえ他の電力網で発生または他の事業者に起因する軽度の事象があったにすぎない場合でも、度重なる停電または広範囲の停電に晒される可能性があり、またはかかる停電に対する非難の対象にされてしまう可能性がある（「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク-当グループが運営する原子力発電所は重大なまたは費用のかかる修繕または改造が必要となる可能性がある。」を参照。）。

かかる停電の原因は様々で、電力の生産と消費の間の局所的または地域的な不均衡、事故による電力供給または送電の中断、連鎖的停電、国境間の相互接続問題、および特に変化しつつあるまたは規制の不十分な市場での事業者間の連携の困難さ等が挙げられる。

かかる停電による初期の影響としては、電力の回復または電力網の復旧のために発生する修復費用が挙げられる。また、例えば、発電量または電力網容量の追加導入が決定された場合には、停電は、設備投資につながる可能性がある。この場合、当グループの売上高が減少する可能性もある。さらに、とりわけ停電が当グループに起因するものである場合には、停電が顧客に与える当グループのイメージに悪影響を与えることが予想される。

**自然災害、大規模な気候変動、あらゆる労働災害または予測困難な規模での重要事象が、当グループの産業活動および商業活動に重大な悪影響を与える可能性がある。**

EDFおよびその子会社は、自然災害または重要事象に対処するための危機管理計画を展開してきた。かかる危機管理計画は定期的に評価および検証されている（「第3 4（2）②（i）（ロ）危機管理および事業継続」を参照。）。

フランスでの暴風雨クラウドス（2009年）およびシンシア（2010年）、ならびにアンティル諸島でのイルマ（2017年）のように、自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、その他の大規模な気候変動（干ばつ等）または予測困難な規模でのその他の事象（大規模な流行病等）は当グループの事業に影響を与える可能性がある。国内外におけるこのような事象の経験を基に、EDFグループは、大規模な事象が起こった場合の施設（特に産業施設）の堅牢性を強化し、影響および被害を制限することを目的とした対策をとっている。国際レベルの大規模な原子力発電所事故に関する経験のフィードバックについては、「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。特殊な事象の場合は、講じる対策により、自然災害による被害の修復費用および供給中断による利益喪失に加えて費用がかかる可能性がある。

暴風雨保険更新の一環として、Enedisは、大型暴風雨による影響に対応するために、その空中送配電網を対象とするパラメトリック保険契約をSwiss Reと締結した（「第3 4（3）⑤（iii）暴風雨保険」を参照。）。島部エネルギー・システムの空中送配電網は、財産損害保険の対象となっていない。保険が欠如し、または不十分であった場合、これらの送配電網の損壊により、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。また、近年の代替リスク移転市場における自然災害の頻度および規模の影響により、特定の保険の更新および加入は、困難であるかまたはより多くの費用を伴う可能性がある。

EDFは、疫病の流行の際には（危機的状況の程度に応じた）継続的な電力供給を確保すると同時に設備の安全性を保証し、その従業員の健康リスクを軽減することを目的とした計画を作成した。

かかる事態に即座に対応することを可能とする危機管理体制の設立にもかかわらず、当グループは、自然災害、気候事象、または本質的に予測が困難な規模のその他の事象の発生が、当グループの事業、利益および財務状態に重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

当グループは、労働関連の疾病および災害の発生について責任を負う可能性がある。

当グループは、長年にわたり、事業展開する様々な国において安全衛生に関する法令および規則を遵守するために必要な手段を講じ、当グループの従業員およびその下請業者の従業員の安全衛生を保証するための対策を採ってきていると考えているが、労働関連の疾病および災害のリスクを排除することはできない。労働関連の疾病および災害の発生は、当グループに対する訴訟の提起およびその結果として多額となりうる損害賠償の支払いにつながる可能性がある。

放射線防護について当グループが講じている措置については、フランスは「第2 3 (2) ① (i) (ハ) 環境、原子力の安全性および放射線防護」、英国は「第2 3 (2) ⑤ (i) (ロ) (a) 原子力発電—安全性および放射線防護」を参照。

アスベストに関しては、当グループは、資材の取扱い、情報提供および保護装置のための措置を講じている。現在の法的手続については、「第6 3 (2) ①EDFに関する法的手続—アスベスト」および「第6 3 (2) ②EDFの子会社および持分に關する法的手続—アスベストまたはその他の有害化学物質への暴露に関して従業員が講じた措置」を参照。

労働争議が当グループの事業に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、従業員と経営陣との意思疎通の質を維持する措置を講じている。しかしながら、ストライキおよび休業、クレームもしくはその他の労働争議に関する行為等、労働紛争または不安が当グループの事業を混乱させる可能性を除外できない。当グループは、労働運動による事業の中断によって被った損失をカバーする保険に加入していない。したがって、当グループの財務状態および経営成績は、労働問題により悪影響を受ける可能性がある。

当グループの業績は、事業運営のために購入する原料およびサービスの価格および入手可能性の変動に影響されやすい。

原料価格が長期にわたり著しく高騰した場合、当グループは、一定の重要な製品またはサービスに係る調達コストの増加に直面する可能性がある。かかるコストの増加により、一定の供給業者がその利鞘の減少の結果、供給量の縮小につながる可能性がある。また、当グループの業績は、ガスおよび石炭等のコモディティ価格の変動によっても影響を受ける可能性がある。

さらに、一定の設備またはサービスの需要が高まっており、この場合、その入手可能性（特に、コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所用設備、風力タービン、太陽光パネルならびに原子力分野のサービスおよび設備）に影響が生じる可能性がある。

当グループの契約相手方（パートナー、下請業者、サービス供給業者、供給業者または顧客）が債務不履行に陥った場合、当グループの事業および業績に影響が及ぶ可能性がある。

すべての経済事業者と同様に、当グループは、一部の契約相手方（パートナー、下請業者、サービス供給業者、供給業者または顧客）による債務不履行の可能性に直面している。かかる契約相手方が債務不履行に陥った場合、当グループに対して財政面での影響が及ぶ（特に、EDFが満足できる代替案を見つけなければならない場合、または当該事業を引き継がなければならない場合または契約上の違約金を支払わなければならない場合において債権を失い、追加費用を被る）可能性がある。また、かかる債務不履行により、作業の質、完成期日または特定の重要な製品もしくはサービスの調達に影響が及ぶ可能性があり、それにより、当グループは、レピュテーション・リスク、一部のプロジェクトに関する事業継続リスクまたは機会喪失に晒される。

契約上の関係に内在するカウンターパーティー・リスクへのエクスポージャーに関連する当グループ内で適用されている監視および監督の手続については、「第3 4 (2) ② (ii) (ロ) 金融リスクの統制」に記載されている。

当グループは、金融市場におけるリスクに晒されている。

EDFグループは、その事業により、以下の金融市場におけるリスクに晒されている。

- ・流動性リスク：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、当グループの拡大に必要な投資、長期の原子力へのコミットメントのための専用資産ポートフォリオへの充当金を賄うため、また起こりうる例外的事象に対応するために、十分な財源を保持していなければならない。当グループの新たな負債による調達能力、既存の負債の借換能力、またはより一般的には金融市場における資金調達能力、およびこの趣旨で交渉可能な条件は、格付機関による当グループのグループ企業の格付を含めた多くの要因に依存している。当グループの債券は、外部の格付機関によって定期的に格付されている（「第3 7 (6) ① (ii) 格付」を参照。）。EDFの債券格付が引き下げられると、既存の借入金の借換費用が増加し、当グループの資金調達能力に悪影響が生じる可能性がある。
- ・財務分野におけるカウンターパーティー・リスクは、マージン・コールの利用によってカバーされる可能性がある。市場のボラティリティが高い場合、当グループは現金を結集しなければならない可能性がある（「第3 7 (6) ① (i) (ロ) 流動性リスクの管理」を参照。）。
- ・為替リスク：当グループは、その事業および地域分布の多様化により、外国為替レートの変動リスクに晒されており、これは為替換算調整額、貸借対照表項目および当グループの金融費用、株主資本および財務状態に影響を与える可能性がある。

したがって、ヘッジできなければ、ユーロと当グループが事業展開する様々な国際市場通貨との通貨変動は、当グループの業績に重大な影響を与え、毎年の業績水準を比較することが困難になる可能性がある。ユーロが他の通貨に対して上昇（または下降）した場合、当該他の通貨建てで当初認識されていた資産、負債、利益および費用のユーロ建て価値が減少（または増加）する。また当グループが、対応する販売が行われる通貨以外の通貨で費用を計上する限り、為替レートの変動によって費用が増加する可能性があり、これは売上高の割合で表され、当グループの収益性および利益に影響する可能性がある（「第3 7（6）①（iii）為替リスクの管理」を参照。）。

EDFグループの負債が表示されている通貨（米ドル、英ポンド、他の通貨）に関する為替レートが10%下降した場合、EDFグループのヘッジ後の負債には約2%の影響が生じる。

当グループが行っている為替レート・ヘッジ政策により、EDFグループが支配する会社の損益計算書は、為替リスクの影響をほとんど受けていない。

- ・株式リスク：当グループは、外部管理の年金基金に関連して原子力事業関連の長期的コミットメントに関する費用を負担するために設定された専用資産として主に保有されている有価証券、および（これより程度は少ないものの）現金資産に関連のある有価証券および当グループが直接保有する投資対象としての有価証券について、株式リスクに晒されている（「第3 7（6）①（v）株式リスクの管理」および「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。
- ・金利リスク：当グループは、当グループが事業展開する様々な国において金利の変動に関するリスクに晒される。これらの金利は、中央銀行の決定に一部依存している。金利の上昇は、当グループが最適な条件で資金を調達できるか否か、または市場の資金が不足している場合に借換えを行えるか否かに影響する可能性がある。金利の変動に対する当グループのエクスポージャーとして、特に2種類のリスクがある。すなわち、（i）当グループの割引負債の変動リスクと併せた固定金利金融資産および負債の価値の変動リスクならびに（ii）変動金利金融資産および負債に関するキャッシュ・フローの変動リスクである。金利の下降は、とりわけ、異なる期間の金利に基づく割引率で割引かれる、原子力分野における当グループの長期的コミットメントならびに退職およびその他の従業員個別引当金に関するコミットメントの価値に影響する可能性がある。そのように引当金が変動すれば、（i）債務証券の格付に影響し、（ii）専用ヘッジ資産への支払義務を生じさせるなど、当グループの財務状態に影響を与える可能性がある（「第3 4（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスクー使用済燃料の処理業務、廃棄物の回収およびパッケージング、ならびに廃棄物の長期管理に関して当グループが計上した引当金は、費用見積りのための仮定および作業時間の優先順位付けが修正された場合、大幅に増加する可能性がある。」を参照。）（「第3 7（6）①（iv）金利リスクの管理」を参照。）。

金利が0.5%変動すると、税引前利益に対する影響は+240百万ユーロ前後となる（この見積りは参考に過ぎない。本書は、金利上昇が当グループに与える経済的影響について完全には網羅していない。）（借入コストおよび引当金の増加費用に関して財務実績に生じる影響、ならびに従業員給付金に関して営業余剰金総額に生じる影響）。

EDFグループが保有し、変動金利債および譲渡可能債務証券に分類されている金融資産については、金利が1%変動した場合に税引前利益に生じる影響は、12百万ユーロ前後となる。

また、EDFグループの為替リスクは、とりわけ、様々な期間の金利に依存する金利を用いて現在価値に割引かれる、EDFグループの長期原子力コミットメント（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29を参照。）ならびに年金およびその他の従業員給付に対するコミットメント（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記31を参照。）、ならびにこれらのコミットメントを賄うための専用資産の管理目的で保有される負債性金融商品の価値に関係している。

フランスにおける原子力引当金という特定のケースでは、最近数年は割引率が下がっていることを考慮すると、割引率の上限に関する規則に従って当グループが用いる方法を適用することで、今後数年間は割引率を下げるができるだろう。この引下げの重要性は、今後の率の動きによって異なる。割引率の引下げによって原子力引当金が増加した場合、専用資産への割当が必要となり、当グループの業績、キャッシュ・フロー創出および純負債に悪影響が生じる可能性がある。

割引率の上限についての規則に関して、2017年12月29日付の命令によって法定割引率の上限が変更された。この新しい公式により、2016年12月31日現在の規制上限（4.3%）から2026年には30年満期固定金利（TEC30）の直近4年間の平均に相当する規制上限まで、10年かけて100ベース・ポイントずつ徐々に引き上げられる。

過去のおよび予測される割引率の変化を踏まえて、この新しい公式は、4.3%の規制比率から4年間の平均比率への漸進的移行（100ベース・ポイントのスプレッドを含む。）を考慮しており、従前の公式とは対照的に、今後数年間の規制上限比率の変化は安定すると思われる。

専用資産によって賄われる引当金を含む引当金の増加は、以下に依存するため、場合によっては当該日現在の専用資産への割当金額に対する機械的な影響を意味しないこともある。

- ・専用資産の収益性およびそれに伴う引当率：引当率が110%に達すれば専用資産に割り当てる必要はない。その一例として2017年末には、割引率が0.1%引き下げられたことによって引当金が0.7十億ユーロ増加したが（専用資産によって賄われる

引当金については0.6十億ユーロ)、0.4十億ユーロ割り当てれば引当率は110%に達するため、その全額は専用資産に割り当てられなかった。

- ・割当てを行う期間：適用されるルールは、監督機関による承認を条件として、割当てを進める期間として最大3年間を設定する選択肢を規定している。

割引率の変化による原子力引当金見積額の変化は、以下のとおり記録されることに注意する必要がある(2017年12月31日現在の連結財務書類の注記1.3.2.1および29.1.5.2を参照。)

- ・引当金の契約相手方が当初資産として計上されている場合：正味帳簿価額の範囲内で、対応する資産の増加または減少として
- ・その他の場合：当該期間の財務収益として

したがって、割引率の変化は、かかる変化があった年の財務業績に確実に影響し、翌年以降には影響しない。

当グループの金融リスクの管理に関する方針および原則については、「第3 7 (6) ①金融リスクの管理および統制」に記載されている。金融リスクの統制については、「第3 4 (2) ②(ii)(ロ)金融リスクの統制」に記載されている。しかし、当グループは、特に外国為替レート、金利および株式市場の大幅な変動に対して、完全な防御を保証することはできない。

当グループは訴訟または規制当局による調査の当事者となっており、また将来当事者となる可能性があり、それによって当グループの評判、ならびに規制当局との関係および業績に悪影響が生じる可能性がある。

当グループは当グループの実務が現行の規則を確実に遵守するよう、必要な措置をすべて講じてはいるが、遵守できないリスクは完全には排除できない。

当グループは、事業活動の結果、複数の訴訟および仲裁ならびに規制当局による調査の当事者となっており、このうちの重要なものについては、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。当グループは、今後、かかる訴訟手続に係わり、または晒される可能性がある。これらの訴訟手続において不利な結果が出た場合、損害賠償金の支払いが必要となったり、または当グループにとって不利なその他の民事上もしくは刑事上の責任(財政面の影響を含む。)が生じたりする可能性がある。2014年のフランスにおける集団訴訟の実施および他の欧州法域における同様の動き、ならびに最近または将来の規制の変更により、訴訟リスクおよび関連費用が増加する可能性があり、そうすると当グループの業績および評判に悪影響が生じる可能性がある。

事業遂行の際に従業員または第三者によって行われた禁止行為および倫理違反行為は、一定の状況において、当グループの評判および株主価値に悪影響を及ぼす可能性がある。

当グループの事業のグローバル化および特に事業遂行の際の倫理違反行為を抑制する規制枠組みの強化は、当グループ、その従業員または当グループに代わって行為する第三者を刑事制裁および民事制裁に晒す可能性があり、EDFの評判および株主価値に悪影響を与える可能性がある。

フランスにおいては、透明性、腐敗撲滅および経済活動の現代化に関する2016年12月9日付法律第2016-1691号は、同法に基づき設立されたフランス腐敗対策機関の監督下で、違反すれば行政処分または刑事処分を適用する条件で、会社に対し、腐敗または斡旋収賄を防止および特定するための措置を講じるよう義務付けている。この法律には、告発者を刑事訴追または懲戒処分の可能性から保護するシステムがあり、企業の枠組みに内部警告報告システムを提供する(「第2 3 (3) ⑥(i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。)。これらの規制により、当グループの法令遵守費用は増加する可能性がある。また、これらの規制を遵守できない場合は、EDFが訴追される可能性があり、そうすると当グループの業績および評判に悪影響が生じる可能性がある。

## ⑤ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

EDFグループは、稼働中の原子炉数という点において世界の主要な原子力事業者である(世界で稼働中の449基の原子炉のうち、EDFグループが原子力事業者である原子炉は73基(出典：国際原子力機関、「原子炉情報システム」。<https://www.iaea.org/pris>は、2018年2月15日現在、世界で449基の原子炉が稼働中であるとしている。))。フランス国内で稼働中の原子炉の数は58基で、原子力発電は、2017年末現在、設備発電容量の48.3%、およびフランスにおける2017年の総発電量の71.6%を占めている(出典：RTE、<http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux>)。EDFは、英国においても15基の原子炉を運営しており、2016年の発電量の20.4%を占めている(出典：<http://www.iaea.org/pris>)。

当グループは、基礎的な核燃料サイクル施設を有し、子会社New NPが当グループに統合されFramatomeになって以降、調査、機器製造およびその他の原子力事業者に対するサービスの提供といった新たな事業を行ってきた。

さらに、当グループは、(CENGを通じて)米国、ベルギーおよびスイスにおいて稼働中の原子力発電所の少数株主持分を有するが、これらの運営は行っていない。当グループは、フランス、英国および中国において新規原子炉プロジェクトに投資



しており、その他の国々においても原子力産業活動を行っている。したがって、低炭素エネルギーとしてグループの電力構成に占める原子力エネルギーの割合において、当グループの競争上大きな産業資産となっている。

EDFの原子力事業は、以下の問題を伴う。

- ・他の原子力事業者同様、現在の義務は、原子力発電所事故を防止するため、および事故が発生したと仮定してかかる事故の影響を抑えるため、技術的および組織的規定に基づいて原子力の安全を常に優先することを意味する。原子力事業は、当グループが原子力事業者としての責任を果たす国々において、原子力安全当局の監督下で行われている。
- ・原子力事業は、エネルギー供給の安全保障および温室効果対策に効率的に寄与することができるが、事業を行う上で異なる期間について競争力および受諾を確立しなければならない。原子力事業は本質的に多額かつ長期の投資を必要とすることから、稼働中の発電所の維持管理および改修プログラムの長期的な健全性および効率性、新たな原子炉プロジェクト、ならびに非常に長期のコミットメントの遵守に関して、細心の注意を払わなければならない。原子力事業は、フランス、欧州および世界中の多くの産業パートナーを結集する産業活動である。フランスにおいては、EDFは公的機関から原子力分野の指導的役割を託されており、統合した子会社New NPがFramatomeとなったことで、かかる責任およびFramatomeの事業の履行に関する特定のリスクが伴う。
- ・EDFが世界最大の原子力事業者であることを踏まえると、EDFグループが世界的な主導者であることに伴うリスクおよび機会を持続可能な形で管理することができるよう、常に世界的フィードバックを活用し、国際的な最良の慣行と比較している（国際原子力機関および世界原子力事業者協会（IAEA）の基準およびフィードバックの活用。）。
- ・原子力事業を行う上で、EDFグループは、何年も続く場合もある大型かつ複雑なプロジェクトを統制できなくてはならない。かかるプロジェクトには、特にデジタル分野の画期的な技術の取得および習得が必要となる。

**1つまたは複数の原子力発電ユニットを停止するフランスの公的機関または原子力安全当局（ASN）の決定は、当グループに重大な悪影響を与える可能性がある。**

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号は、2025年までに発電量に占める原子力の割合を50%削減することを求めている。またかかる法律では、原子力発電の認可された容量の上限を現在の水準（63.2GW）に設定している。実際には、この規定が採用された場合、すべての新規原子力発電施設の稼働の許可取得（例えばフラマンビルEPRからの許可）のために、EDFは同等の施設の閉鎖を余儀なくされる可能性がある。そのため、産業的選択ではなく法的判断の結果として、1つまたは複数のEDF発電所の原子炉の早期閉鎖の決定が下される可能性がある。かかる決定により、フランス憲法院が2015年8月13日付決定において確認したとおり、EDFは損害補償を受けられるはずである。これに関連して、フェッセンハイム原子力発電所に関する政府との協議を受け、補償の指針を定義し、欧州委員会の承認を受けた手続案が策定された（「第2 3（2）①（i）（h）原子力発電所の廃炉」に記載されている。）。EDF取締役会が承認したこの協定は、これまでの見積りが約490百万ユーロ（支払予測は2019年に20%、2021年に80%）である当初固定部分、ならびにEDFが2041年までに利益の喪失を被った結果、追加の支払いが生じるかもしれない追加変動部分に基づき、補償計画を規定している。2016年12月29日付2016年補正予算法第2016-1918号により、フェッセンハイム原子力発電所の早期閉鎖に関して政府とEDFとの補償手続を賄うための特別口座が開設された。最後に、当グループが既に多額の費用を投じている新規原子力建設プロジェクトにも停止の決定が下る可能性がある。この問題は、当グループのすべての原子力資産に関係する可能性がある。

上記の事象により、当グループの見通し、財務状態、業績およびイメージに重大な悪影響を与える可能性があり、その場合、当グループは取得できるか分からない補償を請求することとなる。

**当グループの原子力事業は、特に詳細な厳しい規制の対象となっており、その厳格さは強化される可能性がある。**

当グループの原子力事業は、特にフランスにおける基礎原子力施設の監視および定期的な再審査制度等、第一に原子力安全、環境および公衆衛生の保全、また悪意のある行為に関する安全保障上の問題（特に、テロの脅威）を勘案した詳細かつ厳格な規制の対象となっている。かかる規制は、フランス国内または欧州の当局によって大幅に強化される可能性がある（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。さらに、規制の強化または現行規制もしくは将来規制の不遵守により、当グループの1か所以上の発電所が一時的もしくは恒久的に閉鎖されるかまたは金銭的罰則が課される可能性がある（フランス環境法第L.596-4条を参照。）。規制に違反した場合、第三者がEDFを相手取って訴訟を提起する可能性もある。原子力安全当局からの要求の高まりおよび管理の強化により、EDFの遵守費用およびリスクが増加する可能性がある。

これにより当グループの原子力資産の費用が大幅に増加する可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

**当グループが運営する原子力発電所は重大なまたは費用のかかる修繕または改造が必要となる可能性がある。**

フランスにおいて当グループが現在運営する原子力施設群は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。これにより、当グループは、特に設備購入およびエンジニアリングにおいて

規模の経済を達成することが可能となり、最新発電施設に対して行われた改善をすべての発電所に適用することが可能となり、かつ、ある施設が故障した場合には、その他の発電所で採るべき措置を予測することが可能となる。しかしながら、かかる規格化には、ある故障がいくつかの発電所または一連の発電所に共通して起こるというリスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。当グループは、重大なまたは費用のかかる修繕または改造作業を発電所の全部または一部について実施しなければならない事態に直面しないと保証することはできず、また当グループの発電所の運営またはその発電量に影響を与えるもしくは当グループの発電所の全部または一部の一時停止または永久的な閉鎖を招く事象が起こらないと保証することもできない。

そのため、10年点検の実施中に行われた定期審査の際、また福島事故を受けて、当グループは自ら、またフランスの原子力安全当局の要件の結果として、具体的な行動プログラムを起草した。かかるプログラムは「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」と呼ばれ、既存の施設を改修し、原子炉の安全性レベルを向上させ、条件が一致した場合にその耐用年数を延長するためのものである。かかるプログラムは、原則として取締役会の承認を受け、2015年から今後数年間にわたる追加投資および福島事故の前に既に計画されていた特定の費用の発生を伴うものである（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」および「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。産業界全体でのかかる取組みの発電施設への適用は、費用の増加ならびに内部資源および産業資材の使用の増加を招き、また将来における稼働能力の喪失の原因となる可能性がある。グラン・カレナージュ（Grand Carénage）・プログラムに影響する適用関連の不確実性には、稼働開始に必要な許認可（特に原子力安全当局による許認可）の調査が遅延する可能性が含まれる。またかかる不確実性は、現場における新機器の製造および受渡し、または様々な産業活動が同時に行われている場合は現場で行われている作業に関する可能性もある。

フランスにおいては、遵守または原子力安全を確認するために行われた追加点検、およびセキュリティマージンを増やすためのプログラムによらない安全機能向上により、2017年は6TWhを超える発電が失われた。これにより、当グループの原子力発電および／または財務の目標が下方修正されており、今後も下方修正される可能性がある（「第2 3（2）①（i）フランスにおける原子力発電」を参照。）。さらに、当グループは、世界の他の国々（特に英国、ベルギー、中国および米国）において原子力発電所を運営またはその株式持分を保有しており、これらのユニットについて費用のかかる修繕または改造作業を実施しなければならない事態、または当該ユニットの性能、発電量もしくは発電可能容量に影響を与える可能性のある事象に直面する可能性がある。フランス同様、これらの国々の原子力安全当局も、特に国際的な経験からのフィードバックの活用および先行事象の可能性の事前対処に関して、追加の作業または統制を要する決定を下す可能性がある。

さらに、当グループがその発電所に関して行う運営の質および変更にかかわらず、原子力の安全性に責任を負う原子力事業者の主導で、または原子力安全当局の要請で、これらの発電所のいずれかに対して運営上の安全域を広げるための特別運営条件が課される可能性は、排除できない。

上記の事象は、当グループの財務状態および事業に悪影響を与える可能性がある。

**世界中のどこにおいても新たに深刻な原子力事故が生じた場合、当グループに重大な影響を与える可能性がある。**

原子力発電に世界規模で悪影響を与える事象が発生した場合、当グループのイメージ、事業、生産性、財務状態、業績および見通しに対して、原子力による発電割合が比較的低い競合事業者に対するよりも大きな影響をもたらす可能性がある。

2011年3月11日の地震および津波の後に生じた日本の福島第一原子力発電所事故のように原子力施設における深刻な事故は、当該施設の設計中または操業時にいかなる対策をとろうとも、これを排除することはできない。フランスにおいてこの事故のフィードバックがどのように考慮されているかについては、「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備—福島事故後の追加安全評価（ASA）」に記載されている。世界中のどこにおいてもこのような事故がさらに生じれば、原子力に対する世論の拒否を招き、関係当局による発電所の操業条件の実質的な厳格化、発電所の稼働年数の延長案の不承認（その結果としての一時的もしくは恒久的な1か所以上の原子力発電所の操業中断）、または電力生産における原子力の一時使用禁止を関係当局が検討し、現在進行中のすべての原子力発電所の開発プロジェクトが一時中断または中止される可能性がある。福島事故を受けて、ドイツ（原子力発電の中断）およびイタリア（原子力発電所の建設プロジェクトの中断）はかかる決定を下した。かかる事故が起きなかったとしてもかかる決定が下される可能性がある。

かかる事故が当グループの1か所以上の施設の近くで起こった場合、その環境を汚染する可能性があり、その運営を脅かす可能性がある。

上記の事象は、当グループの事業モデル、戦略、事業、業績、財務状態および見通しに重大な悪影響を与える可能性がある。

**当グループは、その原子炉の稼働について、現行の計画期間を超えて継続するための許認可を取得できない可能性があり、また当該期間の終了まで利用する許認可すら取得できない可能性がある。**

フランスにおいて、900MW系列の施設につき10年点検の3回目に関する研究の一環として、ASNは、2009年7月初めに、EDFがその900MW原子炉につき最大40年間原子力安全性を確保することができるかに関して、一般的な問題は発見されなかった旨を公



表した。規制により規定されるとおり、各施設につき3回目の10年点検の後の各原子炉に対する決定によりASNの見解が補完された（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。その結果、2017年末現在には900MWのセグメント・ユニットの85%超が3回目の10年点検を受け、うち11基について、ASNは既に大臣へ最終的な提言を行っており、制定済みの追加的要件の遵守を条件に、これらの継続的な稼働に異議を唱えなかった。

新規ユニットの建設および関連する投資を延期し、引き続き低炭素発電の恩恵および既存の発電所からのキャッシュ・フローを受けるために、当グループは、フランス国内の原子力発電所の耐用年数を40年超に延長することを目指している。2012年に、ASNは、EDFが提出したこれらの改善案を常設の「原子炉」グループに検討させ、同グループはこれらの提案に関して、提案の補完および（特定の場合）補強を推奨したものの、肯定的な判断を下した。これに基づき、ASNとの議論は継続している。原子力安全当局（ASN）は、2016年4月20日付の書面において、900MWeの原子炉（VD4-900）の4回目の10年点検に関する定期的再評価のための包括的なガイドライン（2015年4月に行った恒常的な「ガイドライン」グループ会議の議題であった。）について見解を明らかにした。この定期的再評価には、従前同様、施設が現行の基準を満たしていることの検証、ならびに安全性レベルをさらに高めるため、国際的な最良の慣行および施設の状態、運営を通じて得た経験、ならびに同様の施設に適用される可能性のある知識およびルールの変更を考慮することによる、安全性の再評価の実施が含まれる予定である。原子力安全当局（ASN）は、定期的再評価の結論を出した報告書に基づき、点検および再認定テストの結果を考慮して、原子炉ごとに稼働の継続について審査する。900系列の原子炉の4回目の再評価に関しては、2020年2月には最初の最終報告書が、トリカスタン1について発表される予定である。また、原子力安全当局（ASN）委員長は、（2019年ではなく）2020年に全体的な見解を発表すること、および2021年にはASNがEDFを拘束する指示を行うことを確認した。ASNは、次の主要な要素に基づいて見解を準備する。すなわち、2018年2月28日付でASNに送信され、900系列の原子炉の4回目の定期的再評価においてEDFが提案した措置を評価する、目標に対する反応についての覚書、原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会の監督の下、2018年度下半期に行われる再評価の一般段階についての公開討議の結果、現在2020年に計画されている常設「原子炉」群の終了、ならびに2020年2月に最初の当該原子炉についてEDFが提出する予定の4回目の定期的再評価についての最初の最終報告書である。各原子炉および各認可段階につき、ASNは、事業者が講じるべき措置を決定し、さらなる指示を与える。原子炉格納建造物および原子炉容器等、交換不可能な機器の容量が60年間の稼働に耐えることを証明するため、解決策の研究がなされている。かかる研究は、フランスおよび世界のデータに依拠しており（原子力規制委員会（NRC）の職員は、その後の免許更新（SLR）を、60年から80年に延長された耐用年数について行うと定めている（<http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>。）。）、調査中の40年を超える耐用年数につき安全マージンを確認することを目的としている。

2016年、当グループの産業戦略に基づきフランスの原子力発電所の償却期間に必要なすべての技術、経済および統治条件は満たされていた（2017年12月31日現在の連結財務書類の注記1.3.2「経営者の判断および見積り」および注記3.7.1「フランスにおける900MWのPWRシリーズの減価償却期間の50年への延長」を参照。）。2017年12月31日現在の連結財務書類では、900MWのPWRユニット（フェッセンハイムを除く。）の償却期間を40年から50年に延長しているが、各10年点検後、ユニットごとに稼働を継続することの許認可に関して原子力安全当局が行う決定には影響を与えない。

フランスの原子力発電所のその他の系列（より新しい1,300MWおよび1,450MW）の会計処理期間は、延長のための条件を満たしていないため、現時点では40年のままである。これら他の系列の耐用年数を今後延長することは、引き続き、エネルギー政策の方向性に沿った当グループの産業目的の1つである。

しかし、当グループは、関係当局から耐用年数の延長の許認可を取得できることを保証することはできない。また、特定の条件の下でかかる延長許可を取得できる場合においても、その財務上の影響は、特に投資に関して、当グループの発電所の耐用年数延長に関する戦略、または当グループの世界投資戦略推進力に対し、影響を与える可能性がある。

英国では、EDF Energyの原子力発電所の現行の見積耐用年数は、改良型ガス冷却原子炉（RAG）発電所については41年から47年の間で、加圧水型原子炉（PWR）については40年である。EDF Energyによる取得以降、RAG発電所の耐用年数は平均10年延長されており、PWRの耐用年数を現行の計画である40年から20年延長することを目標としている（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。しかしながら、当グループは、英国において適用される原子力安全規則を踏まえた上で、EDF Energyがその既存の原子力発電所を現行の見積耐用年数の終了まで運営するために適切な時期に必要な許認可を取得できると保証することも、当グループに対して多額の費用または投資を負担させることなくかかる許認可を取得できると保証することもできない。

当グループは、EDFによる運営の責任はないがEDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）経済的利益を有する原子力発電施設について、稼働停止の際の収益上の損失および資産の償却または稼働を継続するための追加的投資の必要性などの同様の金融リスクに晒されている。しかしながら、当グループは、特に施設の安全性または利用可能性に影響する事象が生じた場合に、これらの発電所が実際に現在予測されている期間にわたり運営できると保証することはできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、当グループの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

最初のEPRの建設および稼働は、困難に直面し、他のプロジェクトに影響を与える可能性がある。

当グループは、フランスにおいてその原子力発電所を刷新し、欧州および世界において新たな発電所の建設を可能にするために、欧州加圧水型原子炉（EPR）の建設を開始した（「第2 3（2）①（ii）新たな原子力プロジェクト」を参照。）。この「第3世代」原子炉は、既存の発電所から得た経験に基づき、稼働の安全性が著しく高まるように設計されている。この設計の原子炉は、世界のどこにおいても未だ稼働しておらず、これに関する産業および財務の課題は当グループにとって非常に大きい。原子炉の商業的稼働前には、長期にわたる起動試験が行われる。当該試験は、最初の電気機械アセンブリの完了によって可能となる最初の試験から始まり、続いて大規模な試運転が行われる。この期間は、区切りごとに安全当局の許認可を受ける。これには、原子炉自体の起動および最初の臨界についての許認可に先立ち、特に核燃料の注入についての許認可が含まれる。

EPRプロジェクトについてのフィードバックから講じるべき一般的な措置が予測される場合、各EPRプロジェクトの起動試験中および稼働開始時に困難が生じ、他のプロジェクトに影響を与える可能性がある。かかる困難は、当該国の安全当局による許認可の条件についてさらなる問題が生じること、または各種プロジェクトから期待される経済効果もしくは投資利益率を妥協することなどである。これは、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。かかる様々な困難により、当グループが手がける他のEPRプロジェクトの実施が遅れたり、妨げられたりする可能性がある。

フランスにおいて、フラマンビル3原子炉の起動試験の継続は、新たな不確実性に直面する可能性がある。2015年9月、EDFは、プロジェクトの新しい予定表および最新の建設費用（総額10.5十億ユーロ）を提出した（ユーロ（2015年）（中間利息を除く。）。）。プロジェクトの実施予定表および予算は、2015年以降変更されていない。コールド機能試験は無事完了した。ホット機能試験および核燃料の注入は、2018年に計画されている。プロジェクトの進捗状況については、「第2 3（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」に記載されている。

ただし、この予定表および予算の実行は、今後行う起動試験の成功、およびASNによる各種許認可の取得を条件としている。ASNに委任された3つの専門家委員会が、EPRが満たさなければならないすべての技術的要件をまとめる作業を支援する。2017年末、稼働申請関係書類の95%は調査済みであり、2018年には、ASNが核燃料注入の許認可を決定するための常設の専門家グループが設置される予定である。当グループは、新たな不確実性に対処しなければならない可能性があり、求められる許認可を取得できないおそれがあり、または判決もしくは行政上の決定によって許認可が危うくなる可能性がある。

中国においては、当グループは、台山において現在起動試験中の2基のEPR原子炉を稼働する中国のパートナーであるTNPJVC（Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）のCGNと並んで、30%の持分を有する。これら2基のEPR原子炉の収益性は、依然として、有利な電力購入条件を得られることを前提としたものである。2基の原子炉の起動予定表は支配株主（CGN）によって2017年に見直され、1基目の原子炉の商業的稼働は2018年に、2基目の原子炉については2019年に計画されている。ホット機能試験を無事完了した台山1は、中国の安全当局による原子炉への核燃料注入許可を待機中であり、この段階を経験する世界で最初のEPR原子炉となる可能性がある（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（b）台山のEPR」および「第2 3（2）⑤（iii）（ヘ）（a）中国における事業」を参照。）。

英国においては、設計管理、ならびに製造および建設用地の管理が、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの収益性、および英国における将来のプロジェクトの資金調達を決定する。当グループは、中国パートナーであるCGNの33.5%と並び、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに66.5%の持分を有している。最終設計が2018年末までに決定されることを条件として、1号機の建屋への最初の原子力耐力コンクリートの注入の節目は、2019年半ばに計画されている。かかる計画を実現することで、2025年末に計画されている最初の原子炉の商業的稼働の期限が決定される（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（a）ヒンクリー・ポイントCのEPR」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。プロジェクトの完成までには19.6十億英ポンド（2015年現在の価額）（中間利息およびプロジェクトの基準為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替レートの影響は含まれない。）かかる現在見積もられており、前回の査定額より1.5十億英ポンド（2015年現在の価額）増加した。この見積もりは、供給業者と協同行う運転行動計画の成功を前提としている。行動計画分を除く推定予算超過額は、基本的に、規制要件を満たすよう適応した設計をよりよく理解すること、現地作業の量および優先順位付け、および課題にふさわしい経営管理との供給業者契約の段階的实施によるものである。EDFの期待収益率（IRR）は、当初が約9%であったのに対して現在は約8.5%である。また、商業的稼働が延期されるリスクは、1号機については15か月、2号機については9か月と予測される。このリスクには、約0.7十億英ポンド（2015年現在の価額）の潜在的追加費用が含まれている。この場合、EDFのIRRは約8.2%である（2017年7月現在の為替レート（1英ポンド=1.16ユーロ）で計算されたIRR。為替レートの変動は、IRRに影響する可能性がある。）。当該プロジェクトのIRRは、為替レートに影響されやすく、英ポンドがユーロに対して下降を続けた場合は減少する可能性がある。

またEDFは、英国における2件の原子力建設プロジェクト、サイズウェルCおよびブラッドウェルBの調査に関して、CGNと別の2件の契約を締結した。ヒンクリー・ポイントCの利益を確保するための契約で、サイズウェルCに関する投資判断について、差額決済契約の価格改定を定めている。EDFが最終的な投資判断をできるか、および開発段階を超えてこれらのプロジェクトの資金を調達できるか否かは、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの管理、パートナーの存在、ならびに適切な規制および財務の枠組みにかかっている。

当グループは、その原子力事業の特定の技能に関して、限られた数の事業者に依存している。

当グループは、その原子力事業において供給業者およびサービス供給業者を分散化させる方針を実施しているが、現在、特定の技能および相応の経験を有する限られた数の請負業者および個人に依存している。この状況は、EDFが買い手として行動する市場における競争を制限し、1つ以上の供給業者または特定の技能を有するサービス供給業者が債務不履行に陥った場合に当グループがリスクに晒され、当グループの業績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。これは、特にOrano、Westinghouse、GEおよびAlstomについて言えることであるが、同時に原子力産業の製造業者および主要な維持管理サービスの供給業者の大部分にも該当する（「第3 4（4）依存因子」を参照。）。かかる多様な供給業者の株式保有または統治の変更もまた、費用、現行契約の運用上の連続性ならびに実施されるサービスまたは提供される商品の費用に影響を与える可能性がある。

EDVANCEが設立され、Framatomeが当グループに無事統合されたことで、新たなシナジーが生まれ、当該部門の産業効率および競争力が強化される可能性がある。

原子力事業者による原子炉設計の管理は、原子力の安全性に関する問題である。EDVANCEの設立は、複数の国々の発電用産業原子炉について証明され、EDFが目下、世界第1位の原子力事業者となることに寄与した、包括的発電者・供給業者構想に近づくものである。2017年5月17日、EDFの取締役会はEDVANCEの設立を承認し、EDFのエンジニアリング部門とAREVA NPとの合併を完了した。これは、2015年6月に発表されたフランスの原子力部門の見直しにおける重要な節目となった。EDVANCEは、フランス国内外において、ニュークリア・アイランドの基本設計および実行プロジェクト（研究、供給支援、組立ておよび稼働開始）、ならびに新たに建設中の原子炉の指揮および管理システムの責任を負う。EDFが同社の株式資本の80%を、Framatomeが20%を保有している。この新企業は、EDFが2017年12月31日に行ったNew NP（2018年1月4日にFramatomeとなった。）の買収とは無関係に設立された。この変革の成功によって、原子力部門の競争力、現行および将来のEPRプロジェクトの成功、ならびに当グループの財務実績が決定される（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（d）EDVANCEの設立」を参照。）。

2017年12月13日および14日に開催された取締役会によってそれぞれ承認された後、AREVA SAおよびEDFは2017年12月22日、保有株式の譲渡条件を定め、Framatomeの独占的支配権をEDFに与える、最終的な拘束力ある契約を締結した。EPRオルキルオト3プロジェクトの契約および当該プロジェクト完了のために必要な資源、ならびにル・クルーズ工場において鍛造された部品に関する契約の一部については、依然として、AREVA SAの範囲内でAREVA NPが行う。この署名は、フラマンビル3原子炉容器の稼働開始について、ASNが肯定的な意見を発表した後で行われた。またこれは、Framatomeが引き継いだ契約に関して、ル・クルーズ、サンマルセルおよびジュモンの各工場において品質監査が実施され満足いく結果が出た直後に行われている。いずれにせよこれらの契約に関して、EDFは、かかる監査から生じる残余リスクについて引き続きAREVA SAの保証を受ける。

2017年12月31日、New NPの株式資本に対する75.5%の持分が取得された。2018年1月4日にFramatomeとなったNew NPは、AREVAグループから形成された企業であり、産業活動、原子炉および原子力容器の設計および供給、燃料集合体ならびに設置基盤向けサービスを統括する（「第2 3（2）①（iii）Framatome」を参照。）。

EDFは、ル・クルーズ・フォルジュ工場（県番号：71）で製造され、稼働中の原子炉に取り付けられた部品の製造記録について、包括的な見直しを続けている。このプロジェクトは、原子力安全当局の監督の下、AREVAが2015年以降EDFと協同行っている品質計画の一環である。これらの記録を徹底的に調査したことで、トレーサビリティおよび文書の写し、ならびに製造作業の実績に関する所見のリストが作成された。これらの記録はそれぞれ、機器を完全に安全に稼働できることを証明するために、分析される。ル・クルーズ・フォルジュの製造記録の包括的な見直しは、2018年12月31日まで行われる予定である。これらの分析の結果によって、EDFの原子炉の利用可能性または当グループの財務実績に悪影響が生じる可能性は、排除できない。また、EDF以外の原子力事業者についての製造品質問題が当グループの財務業績に影響を与える可能性も、排除できない。

EDFグループ内におけるFramatomeの統合完了により、原子力プロジェクトに対するアプローチが集約され、ここからシナジーが生まれたことで、フランスの原子力産業は、稼働中の発電所および新規原子力プロジェクトの実施を徹底的に見直す「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画等の大型事業の実行において、効率性、反応性および有効性が向上することが予測される。これらの目的を達成できない場合、フランスにおける原子力分野の競争力、および国際的発展における当グループの競争力が損なわれる可能性がある。

当グループは、ウラン調達条件ならびに転換サービスおよび濃縮サービスの条件の変動に晒されている。

当グループの営業コストは、核燃料購入を含む。

EDFは、徐々に価格変動の影響を軽減し平滑化するヘッジ機能を含む長期契約を通じて、ウラン、転換サービスおよび濃縮サービスを、フランス国内および英国内の原子力発電所のために購入している。主要供給業者は、Oranoグループであるが、EDFは、他の製造業者からも購入することで供給源を分散化させる方針を実施している（「第3 4（4）依存因子」および「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。ウランならびに転換サービスおよび濃縮サービスの価格および入手可能量は、当グループがコントロールできない特に政治的および経済的要因（特に、鉱業投資の収

益性見通し、需要と供給の不均衡、または（例えば）ウラン鉱山またはコンバインド・サイクル発電所での作業事故、新規鉱山の試運転の遅延またはウラン生産国における政情不安につながる事象に関連した供給不足）に起因して変動する。

しかしながら、当グループは、当グループの契約が、フランス国内および国外における、突然のまたは大幅な価格上昇に対して完全な防御機能を果たすと保証することはできない。当グループは、当該長期契約が満了した場合に、当グループがそれらを（とりわけ、同等の価格で）更新できると保証することはできず、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

原子炉を運営する上で、当グループは、特に燃料の輸送に関して、道路および鉄道輸送が正常に機能していることに依存している。

新しい核燃料または使用済核燃料の輸送は、特別かつ厳格な安全保障措置が要求される非常に特殊な業務である。こうした制約はさらに厳しくなる可能性があり、当グループにとってさらなる課題および費用が発生する可能性がある。さらに、当グループの支配の及ばないいくつかの要因（地元居住者または反核団体による反対運動、例えば、核物質輸送を阻止するための画策等）がこれらの業務を遅延させる可能性もある。当該業務は、特に、事故の場合には、中断される可能性がある。かかる場合には、新たな燃料集合体を運び込めなくなるか、または当該発電所の貯蔵施設が飽和状態となるため、当グループは当該発電所における発電の一部または全部を遅らせるか中断しなければならなくなる可能性があり、この場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

当グループは、原子力発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物（特に、使用済燃料から発生する長寿命の中レベルおよび高レベル放射性廃棄物）のほとんどについて責任を有している。

核燃料サイクルのバックエンドについては、「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」に記載されている。フランスにおいて、EDFは、原子力発電所事業者および放射性廃棄物排出者として、発電所を離れた瞬間からの使用済燃料、放射性廃棄物処理および長期管理の過程にわたり法的な責任を有している。EDFは、公的機関が定める指針およびその統制の下で、技術上および財務上の両方にかかる責任を負う。またEDFは、発電所の操業中および廃炉中に発生した一切の放射性廃棄物についても責任を有している。

当グループは、特に、事故の場合もしくは使用済燃料または廃棄物を通じて第三者または環境に損害を与えた場合には（燃料および廃棄物が当グループ以外の請負業者（特にフランスにおいてはORANOグループおよびフランス放射性廃棄物管理庁（ANDRA））によって取扱われ、輸送され、貯蔵され、倉庫に入れられまたは保管されている場合も含み、特にかかる請負業者による不履行の場合には）、適用ある廃棄物規制に定義される原子力事業者または放射性廃棄物排出者として責任を負う可能性がある。

フランスでは、放射性廃棄物の長期管理は、放射性廃棄物の管理についての研究に関する1991年12月30日付計画法第91-1381号および放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付計画法第2006-739号における複数の指針の主題となっている（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題—長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）」を参照。）。当グループは、あらゆる長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物がフランス環境法第L.542-1-1条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成し、また結果としてこの廃棄物を直接地層深くに埋めることができるようになると保証することはできない。これは特に、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号に基づき採択された2016年2月10日付原子力政令が、行政当局に対し、放射性物質を放射性廃棄物として、また放射性廃棄物を放射性物質として再分類する権限を与えたためである。また、当グループは、公的機関がかかる貯蔵を承認するまでの期間についても保証することはできず、かかる承認に関連した技術指針を予測することもできず、廃棄物の今後ならびEDFが結果として負う可能性のある責任および費用に関する不確実性をもたらす可能性がある（進捗状況のアップデートについては、「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題—調整後の最終的な廃棄物の貯蔵」を参照。）。

英国では、British Energyが再編された際、既存の原子力発電所から発生する特定の放射性廃棄物の管理に関して、当局との間で契約が締結された（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。これらの契約の条件に従い、特定の放射性廃棄物の管理に係る責任および一部の費用負担は、英国政府に移転している。ただし、上記契約の範囲に含まれない廃棄物の管理、貯蔵および処理に関する財務上、技術上および法律上の責任は、引き続きEDF Energy Nuclear Generation Limitedが負う。

2011年7月19日付指令2011/70/Euratomは、使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理に関する共通の欧州枠組みを定める欧州理事会の意図を確認するものである（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギー、スイスおよび中国において）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、使用済燃料および廃棄物管理に関連する将来的な支出負担のため、その株式保有の割合に応じた金融リスクに晒されている。

当グループは、関係する国々における発電所の操業により生じる放射性廃棄物の長期貯蔵および取扱いに関する対応策を、適時にかつ容認できる財務状態で有すると保証することはできず、これは、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

使用済燃料の処理業務、廃棄物の回収およびパッケージング、ならびに廃棄物の長期管理に関して当グループが計上した引当金は、費用見積りのための仮定および作業時間の優先順位付けが修正された場合、大幅に増加する可能性がある。

フランスでは、EDFは、使用済核燃料の管理業務（輸送、処理およびリサイクルのための調整）に関して、AREVAとの間で2008年12月に締結された基本契約およびその後の実施契約に基づく価格および処理量の条件を用いて引当金を計上している（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）。2016年から2023年までの期間に関する実施契約は、2016年2月に締結された（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。現行の契約の対象ではない期間を対象とする引当金の現行の計上金額は、同契約の更新条件が現行より不利なものとなった場合には、再評価されるべきである。

EDFは、深層貯蔵を前提として、またANDRA、公的機関および放射性廃棄物排出事業者で構成される作業部会により2006年に出された合理的な解釈に基づき、廃棄物の長期管理に関する引当金を計上している（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.2および「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。DGECの監視の下、EDFも協力して深層貯蔵の費用が新たに計算されたことを受けて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、2016年1月15日付命令において、2011年12月31日現在の経済情勢に基づき新たな参考費用を250億ユーロに設定した。かかる費用は、当グループの2015年末現在の財務書類に計上されている（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.2を参照。）。現在の見積りは初期設計を前提としているため、省令にも明記されているとおり、プロジェクトの進捗に伴って定期的に修正される。放射性廃棄物を深地層で処分するCigéoプロジェクトについてANDRAが提示した安全オプション・ファイルに関する、原子力安全当局の2018年1月11日付意見第2018-AV-0300号には、当該プロジェクトが安全オプション・ファイルの段階で全体として満足のいく技術的成熟を達成している、と明記されている。残留留保分、およびANDRAが地層処分場の建設許可を取得するために行われる補足調査は、廃棄物の長期管理規定の改正につながる可能性がある。

ただし、現在の引当金の額は今後数年以内に変更される可能性が高い。上記の引当金の評価は、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。フランス環境法に基づき、かかる引当金の金額は、経済省およびエネルギー省が共同で設置した監督機関が決定し、かかる監督機関は、特に引当金の計上された費用の適切性を検証し、当該引当金の割引率に上限を設定する。これらの感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性がある。そのような場合には、長期の原子力へのコミットメントに対する引当金の不足が、当グループの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.5を参照。）。

2017年12月31日現在の連結財務書類の注記29.1「フランスにおける原子力引当金」における注記29.1.5.2「マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析」には、「年度末の経済状況に基づく費用」（2017年12月31日現在の見積額）と「引当金の現在価値」との関係が示されている。使用済燃料の管理に関しては、年度末の経済状況に基づく費用は19,058百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は10,786百万ユーロである。廃棄物の長期管理ならびに廃棄物の回収およびパッケージングについては、廃棄物の遠隔貯蔵所が満期を迎えたことによる割引効果が非常に大きかったため、年度末の経済状況に基づく費用は30,599百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は9,540百万ユーロである。注記29.1.5.2「マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析」では、引当金の種類別に、割引率の変動に対する引当金および当グループの業績の感応度を分析している。

原子力施設の廃炉事業に関して当グループが計上した引当金は、仮定が修正された場合、大幅に増加する可能性がある。特に既存の原子力施設の廃炉には、現時点で予測できない困難が生じる可能性があり、またその費用が現時点の予想を遥かに上回る可能性がある。

現行の原子力発電所より以前に建設され稼働していた発電所、およびスーパーフェニックス発電所（「第1世代」の発電所）については、廃炉事業が進行中である。かかる事業では、4つの異なる原子炉技術を扱っている。すなわち、重水炉（ブレナリス）、ナトリウム冷却高速炉（クレイ・マルヴィルにおけるスーパーフェニックス）、黒鉛減速ガス冷却炉（シノン、サンローランおよびビュジョイにおけるUNGG原子炉）、およびショーにおけるPWRである。これらの事業はEDFにとって初めてのことであり、PWRを除き、国際的なフィードバックが少ないか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要がある、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。ショーにおけるPWRの廃炉にはいくらかのフィードバックがある（基本的に米国のもので、限定的である。）ものの、PWRが洞窟の中にあるという画期的な特徴のため、経験を直接移転できるものではなく、また固有のリスクも伴う特異な事業となっている。

ショーにおけるPWRからのフィードバックにより、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」の発電所）の将来の廃炉費用の研究および見積りを、可能な限りまとめることができる。しかしながら、EDFも他の事業者も現行のPWR発電所に相当する規模



での廃炉プログラムを開始したことがなく、したがって、見積りには特にこのスケール効果に関するリスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（h）原子力発電所の廃炉」を参照。）。

フランスにおいて、当グループは、廃炉および負荷分散化炉心核燃料に関連する見積費用をカバーするための引当金を計上している。しかし、現在の引当金の金額は、今後数年の間に変動する可能性が高い。実際、かかる引当金の評価は、技術的プロセス、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。これらの引当金の金額は、フランス環境法に従って監督機関が決定し、かかる監督機関は、特に引当金の計上された費用の適切性を検証し、当該引当金の割引率に上限を設定する。かかる作業のスケジュールおよび費用は、行政上の許認可、ならびに放射性廃棄物の貯蔵センターまたは廃棄物の保管および貯蔵に必要なその他の施設を必要な時に利用できるか否かに左右される（「第2 3（2）①（i）（h）原子力発電所の廃炉」を参照。）。2006年6月28日付法律第2006-739号は、グラファイトなどの長寿命低レベル廃棄物専用の貯蔵センター（FAVL）について規定するものである。ANDRAは、2015年7月、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に基づき中間報告書を提出した。この報告書は、いくつかの貯蔵概念を評価し、グラファイト廃棄物をスーレヌの敷地に貯蔵する可能性を考慮に入れている。すべてのFA-VL放射性廃棄物の管理のための総合産業計画は、2019年末までにPNGMDRによって策定される（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。これらの感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性があり、したがって、当グループは、引当金が適当な時点で実際に計上された費用と同額であると保証することはできず、これは、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.3を参照。）。財務諸表への影響を限定するため、当グループは定期的に引当金に関する主要な見積りの更新を行っている（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.5を参照。）。したがって、2016年、当グループは稼働中の発電所の廃炉についての見積りおよびそれに伴う引当金を修正し、経済省およびエネルギー省が共同で設置した監督機関の要請により行われたこれらの引当金の監査（結論は2016年1月に上記機関によって公表済みである。）による提案を考慮できるようにした。2017年に年1回の見直しが行われたが、引当金の大幅な調整は行われなかった。

フランス国内における原子力発電所の廃炉のための引当金に関しては、年度末の経済状況に基づく費用は27,035百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は14,920百万ユーロである。最後の重要な引当金については、廃棄物の遠隔貯蔵所が満期を迎えたことによる割引効果が非常に大きかったため、年度末の経済状況に基づく費用は4,332百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は2,387百万ユーロと評価されている。2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.5.2「マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析」では、引当金の種類別に、割引率の変動に対する引当金および当グループの業績の感応度を分析している。

フランスの基礎原子力施設に関するFramatomeおよびSOCODEIの引当金は、それぞれ81百万ユーロおよび43百万ユーロである（2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記30「その他の施設廃止引当金」を参照。）。英国では、British Energyの再編に関して締結された取決めにに基づき、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉費用については原子力負債ファンドより支払われる。同ファンドの資産が不十分な場合、英国政府がかかる費用を負担する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、将来の廃炉費用負担につき、その持分に応じた金融リスクに晒されている。

当グループの原子力事業に付随する長期的コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）に関する費用をカバーするために当グループがフランスにおいて割り当てている専用資産の額を上方修正し、追加の支払金が生じる可能性がある。

フランスにおいて、EDFの専用資産ポートフォリオの市場価値は、2016年12月31日現在は25.7十億ユーロであったのに対し、2017年12月31日現在は28.1十億ユーロであった（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」、ならびに2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47.3を参照。）。

専用資産の参照ベースを測定する引当金に大幅な変更がなされた場合、かかる資産の価値を調整するための追加的な割当てが必要となる可能性があり、これはEDFの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。さらに、国レベルでの規制（特に、EDFが構成する専用資産の基準に影響を与え得る規制）または欧州レベルでの規制の強化が、専用資産の構成に関する要件をより厳しくすることにつながり、EDFの財務状態に重大な影響を与える可能性がある。

最後に、これらの資産は、厳格かつ慎重な規則に従って設定および管理されているが、当グループは、金融市場の価格変動または価値変動が当該資産の価値に重大な悪影響を与えないと保証することはできず（感応度分析については、「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）、その結果、EDFは、当該資産の価値を回復させるために、さらなる割当てを行わなければならない可能性があり、かかる事象は、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

英国では、原子力コミットメントへの資金供給は、英国政府が設立した独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。したがって、事業者は、この目的で管理している資産はない（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

原子力事業に付随して、当グループは、多額の賠償責任リスクに晒されており、巨額の追加的営業コストが発生する可能性がある。

当グループは、国際的な最高水準に従って、原子力事業のリスクを管理し国際的なフィードバックを組み入れた戦略および手続を実行してきたが（国際原子力機関および世界原子力事業者協会（IAEA）の基準およびフィードバックの活用）、原子力事業には、その性質上、依然として潜在的リスクがある。したがって、当グループは、とりわけ、事件および事故、安全確保の不履行、悪意による行為またはテロ行為、飛行機事故、自然災害（洪水または地震等）、設備の欠陥または核物質および材料の貯蔵、取扱い、輸送、処理および梱包の過程での問題等の結果、多額の賠償責任に直面する可能性がある。かかる事象は、当グループの産業用施設の操業条件の大幅な強化または当グループの発電所の操業の一部停止もしくは全面停止を引き起こす可能性があり、また、当グループの事業、戦略、見通しおよび財務状態への重大な悪影響に加えて、特に、放射能汚染または放射線照射の場合には、当グループのために働く人々または一般の人々および環境に甚大な影響を与える可能性がある。

実際、原子力事業者は、その施設の原子力安全性について責任を負う。

パリ条約締約国の原子力施設事業者に適用される原子力民事責任制度および適用される保険については、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第3 4（3）⑥原子力施設の操業に対する特別保険」に記載されている。この制度は、原子力事業者が厳格な責任を負うことを原則としている。したがって、原子力損害の要因となる事象が生じた場合、当グループには、当該損害の要因となった事象の原因およびいかなる安全対策が行われたかの如何にかかわらず、当該国で適用される法律が定める財務上の限度額において自動的に損害賠償責任が生じることになる。

当グループは、その原子力施設を運営する国において、法律によって定められる損害賠償限度額が引き上げられないとも撤廃されないとも保証することはできない。例えば、パリ条約およびブリュッセル条約を改正する未発効の議定書（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）では、当該限度額の引上げおよび対象となる損害の大幅な拡大が定められている。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号に基づき、2016年2月18日現在、新たな金額が適用されており、フランスの事業者の現在の損害賠償額は、施設における原子力事故については700百万ユーロ、輸送中の原子力事故については70百万ユーロとなっている。これらの議定書が提示するその他の変更が発効すれば、保険に係る費用はさらに増加する可能性が高く、当グループは、この損害賠償額をカバーする保険が常に存在するとの保証も、当グループがこれらの保険を常に維持できるとの保証もできない。当グループの原子力事業者としての民事責任をカバーする保険については「第3 4（3）⑥（i）原子力事業者の民事責任」に、核物質の輸送をカバーする保険については「第3 4（3）⑥（ii）核物質の輸送に関する民事責任」に記載されている。

EDFの原子力施設への物的損害は、保険契約の対象となっている（「第3 4（3）⑥（iii）原子力施設への損害」を参照。）。かかる保険範囲にもかかわらず、当グループの原子力施設が甚大な損害を被るような事象が発生した場合には、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、特に、2011年3月に日本で発生した原子力発電所事故等の事象による保険市場への影響に関して、原子力発電事業者の賠償責任および施設への物的損害の両方について保険を提供している保険会社に常に支払余力があるとの保証も、保険に係る費用が著しく増加しないとの保証もできない。

## （2）当グループのリスクおよび事業の統制

本項の目的は、重要とみなされる活動またはリスクに関連する統制手続、および2017年の主要な長期手続に焦点を合わせ、2017年に行われた変更および主要なイニシアチブを取り上げることである。これらの内部統制およびリスク管理手続は、2017年に導入された当グループの政策集によって定義された枠組みに沿っている。また、AMFのリスク管理および内部統制の参照枠組み（2010年7月22日発表）に規定された一般原則も遵守し、主要な国際報告ガイドライン、特にCOSO-2013の変更点に基づいている。

### ① 統制環境

#### （i）当グループのリスクおよび事業の統制の目的および原則

##### 目的

当グループのリスクおよび事業を統制するシステムは、執行委員会の会議後に認証された方針「グループ機能原則／リスク管理および内部統制」に規定されている。その目的は以下のとおりである。

- ・既存の行動計画の存在および統制を確認するため、当グループの目標に影響を与える可能性の高い重要なリスクの概要および機会を定期的に特定し、調査すること。
- ・恒常的に以下を保証すること。

- －法令の遵守
- －当グループの方針の遵守
- －内部プロセスの適切な機能（特に当グループの資産の保護に資するもの）
- －財務情報の信頼性
- －あらゆるリスクおよび活動の全般的統制

## 原則

実行の基本的原則は、以下の3つの統制モデル・ラインに基づいている。

- ・第1の統制ライン：あらゆるレベルの各マネージャーは自己の担当業務につき、自己の業務に関する主要なリスクの特定および管理、スタッフの担当業務に対するかかる統制の徹底、特定されたリスクの統制行動が相応に支援されていることの徹底、特定されたリスクおよび統制行動についての自己評価による、自己のマネージャーに対する正式な定期報告について、責任を負う。
- ・第2の統制ライン：当グループ事業の統制に対する寄与については、「第3 4（2）①（iii）リスクおよび事業に係る第2の統制ライン：担当部署および使命」に記載されている。このうち、リスク統制および内部統制機能は、全体的な統制行動をまとめ、当グループの統治機関に対する報告書を作成する。リスクおよび事業を統制するための具体的な措置については、「第3 4（2）②リスクおよび事業の統制制度の実施」に記載されている。
- ・第3の統制ライン：独立した監査システムが、当グループのグループ企業のリスクおよび事業の管理行動について、その適切性および有効性を確認し、当グループの事業部門を超えた主要なプロセスおよび大型プロジェクトの管理状況を確認し、より一般的には当グループのリスクの統制レベルを確認することができる。（「第3 4（2）①（iv）第3の統制ライン：当グループの監査機能」を参照。）。

3つの統制ラインに基づくこれらの措置はすべて、当グループのマネージャーおよび統治機関に対して、主要なリスクの特定および範囲に関する「合理的な保険」を与える。

## 範囲

統制範囲（規制対象子会社を除く。）に関して、これらの目的および原則は、執行委員会の構成員が管理する部門または子会社によって実施され、当該構成員は、自己が管理する部門、業務ユニットまたは子会社においてかかる目的および原則が実施されていることを確認する。

当グループの他の子会社（規制対象子会社および重要な持分）に関しては、EDF統治機関の代表者は、各子会社につき、事業およびリスクの統制システムが整備されていることを確認し、リスクの分類、内部統制および監査業務（プログラムおよび主要な結果）に関する情報を定期的に提供する。また、これらの各措置の効率性および妥当性について、定期監査を通じて確認することができる。その上で、規制されたネットワークおよびインフラの事業者についても原則を適応させ、経営の独立性に関する義務を確実に遵守している。

## （ii）経営組織

EDFの経営幹部の組織については、「第5 4（2）①執行委員会の構成員」に記載されている。執行委員会の各構成員は、自己の担当範囲内のリスクを統制するために必要な一切の行為を行う責任を負う。

## リスク委員会

執行委員会は、リスク委員会の形で定期的に会議を開く。リスク委員会は、当グループのリスクの分類および内部統制業務の評価を検討する。当グループにとってのリスクの優先順位を決定し、当グループの戦略に関してかかるリスクの軽減戦略を共有し、これを主導する執行委員会の構成員を指名する。またリスク委員会は、監査業務（年間計画、結果）についても検討する。リスク委員会は、少なくとも年に2回会議を開く。

## グループ執行委員会のコミットメント委員会

プロジェクトの評価および監視を強化するため、執行委員会のコミットメント委員会（構成は執行委員会と同じ。）（CECEG）は、コミットメントの規模または執行委員会の意思決定前に負うリスクの点から最も重要なプロジェクトについて、徹底的に調査する（「第3 4（2）②（ii）（ハ）コミットメントの承認」を参照。）。

## （iii）リスクおよび事業に係る第2の統制ライン：担当部署および使命

第2の統制ラインは、当グループのすべてのサポート部門（購入、通信、持続可能開発、倫理義務、財務、不動産、法務、人的資源、リスク、資産の保護、一般サービスおよび情報システム）からなる。これらの部門は、業務マネージャーと関係し



て、当グループにおける自己の機能の管理システムを運営し、全体的な調整を行う。具体的には、これらのサポート部門は当グループの方針の実施について、準備および調整に責任を負う。

本項は、リスクおよび事業を統制する具体的なシステムを調整するためのサポート部門に焦点を当てる。

#### (イ) 当グループのリスク部門

当グループのリスク部門（書記長に直属する。）の任務は以下のとおりである。

- ・リスクおよび内部統制方針を策定すること。内部統制機能をまとめること。特に主要なリスクについて連結分類を作成およびアップデートすること。当グループの内部統制を評価すること（システムの詳細については、「第3 4（2）②（i）（イ）リスク分類ならびに内部統制、資産保護、倫理および法令遵守に関する報告」を参照。）。
- ・会長兼最高経営責任者および執行委員会に対して、新興リスクおよびこれまで十分に観察されていないリスクについて警告すること。
- ・エネルギー市場リスク方針を策定することで、エネルギー市場リスクが確実に統制されるようにすること（「第3 4（2）②（ii）（イ）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。
- ・金融リスク（金利、外国為替、流動性、株式、信用）および契約相手方の債務不履行リスクを定義し、統制すること（「第3 4（2）②（ii）（ロ）金融リスクの統制」を参照。）。
- ・長期投資およびコミットメント・プロジェクト（執行委員会レベルの意思決定機関に付託される。）について行われるリスクの分析の包括性および妥当性を検証すること（「第3 4（2）②（ii）（ハ）コミットメントの承認」を参照。）。
- ・危機管理および事業継続方針を策定すること。危機管理組織がグループ・レベルで確実に機能するように維持すること（「第3 4（2）②（i）（ロ）危機管理および事業継続」を参照。）。

#### (ロ) 企業財務部門

財務部門は、主として以下の任務を通じて、当グループの事業の統制に寄与する。

- ・パフォーマンス管理（この方針は、EDF SAのすべてのグループ企業および子会社に適用される。ただし、規制対象のインフラ事業者については、指令第2009/72/CE号および第2009/73/CE号に規定された経済監督枠組みによって株主権が行使される。）
  - －当グループのパフォーマンス計画の策定の支援、ならびにグループ企業および事業ラインが講じる措置の検証による、当グループのグループ企業のパフォーマンス管理への寄与。このため財務部門は、経済および財務のパフォーマンス管理に関する方針の枠組みにおいて、当グループの各事業の経済モデルに適用したいいくつかの管理指標を定めている。
  - －部門および被支配子会社全般におけるパフォーマンス・レビューを通じた、予算の実施の監督への寄与。
  - －ポートフォリオ・レビューならびに経済および財務の最適化分析の実施。
  - －財務管理方法およびプロセスの開発および周知徹底。これにより当グループ内における管理文化の周知徹底に寄与する。
- ・報告
  - －当グループの経営サイクル・プロセス（予算、予測の修正および中期計画）の監督。会計および財務報告方針の枠組みにおいて、部門レベルおよび子会社レベルでこれをまとめ、選択肢を提案することが目的である。財務部門は、決定を行う前に、想定される業務による財政面への影響または提案されたパフォーマンス・レベルを分析して警告を発し、提案を行う。
  - －中長期的な財務の軌道の開発。
- ・会計
  - －EDFの親会社の財務書類および当グループの連結財務書類の作成。
  - －適用すべき会計基準および勘定科目表に適用されるグループ基準によって、会計制度を確実に遵守すること。
  - －「第3 4（2）②（iii）財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続」に記載されているシステムに基づく当グループの「会計および財務の内部統制」に関する手引書に規定された、当グループの会計および財務の内部統制システムの整備。
- ・課税
  - －当グループ内における税務の一貫性の確保。当グループの税務方針は、税金の分野における当グループの要件を規定している。
  - －法律および申告上の義務について、特に当該テーマを監視することで確実かつ適切に履行されるようにすること。
  - －繰延税金についての追跡会計および会計の定期的な妥当性チェックを確実に行うこと。
  - －当グループの税金リスクの特定および統制。
- ・財務および投資、保険
  - －資金調達、現金および金融リスク統制の枠における当グループの資金調達の確保。

- ―特に当グループのヘッジ対象資産、負債および当グループ全体の貸借対照表の金融リスクに対するエクスポージャーを統制するために、当グループの貸借対照表および財務実績に特有のすべての行動を調整すること。
- ―投資、取得および売却、ならびに帳簿上または簿外の専用資産の管理。
- ―コミットメント方針が定めるとおり、当グループの貸借対照表および損益計算書に対する影響を予測し、財務の軌道の信頼性を高めるため、執行委員会コミットメント委員会に提出された投資プロジェクトを評価すること。
- ―保険方針（「第3 4（3）保険」を参照。）が定めるとおり、市場の最良の基準で、当グループの発展をあらゆる面でサポートするような画期的な保険を開発および実施すること。
- ・財務コミュニケーション方針の要件に基づく当グループの財務コミュニケーション（「第3 4（2）②（iii）（二）財務コミュニケーション」を参照。）。
- ・財務情報システム（IS）：財務ISは、当グループのすべての部門向けの共通の基盤と、国または事業の特異性に応じた各企業または子会社に特有のツールで構成され、データの整合性およびアプリケーションの利用可能性についていくつかの重要な問題を提起する。財務部門は、事業主体として行為する。

## （ハ） 法務部および契約管理部門

書記長に直属する法務部の役割は、当グループの利益を保護し、サポート、アドバイスおよび専門知識を提供することで当グループの事業を確保することである。当グループの法務機能は、EDF SAのグループ法務部と子会社の法務部からなる。グループ法務担当部長が、法務機能をまとめる。

法務機能の任務は、以下のとおりである。

- ・難題を伴うケースおよびプロジェクトについては、可能な限り早期に組織的に結集される。
- ・当グループが原告または被告となっている主要な紛争の管理（ただし、（i）税法に関する紛争については財務部門が、（ii）雇用法に関する紛争の一部については人事部門の国内雇用法部門が、それぞれ管理する。）。
- ・法律および規制の変更の監視。注意喚起および認識向上活動の実施。
- ・規制対象子会社の経営の独立性に関するルールを遵守するための行為の準備および展開を支援および調整するため、介入する。
- ・各部門のブランド、ノウハウ、データおよび発明の保護を支援する。特に、重要な問題のある産業契約およびライセンス契約の交渉において、知的財産権についての条項を起草する際は、これに関わらなければならない。

また法務部は、EDF SAおよび子会社の一部の主要な契約コミットメントをリストアップおよびデジタル化する安全なプロセス「契約ライブラリー」を整備し、EDFの機密契約資産の知識および統制を保証する。

法務部は、子会社および持分のガバナンス方針によって、各新法人の設立条件、役員の任命手続、および当グループ内のガバナンスの質に対する期待を規定する。

EDFが締結した契約の管理の向上は、運用、遅延および関連費用の統制における主要な課題である。これは、リスク管理の向上および契約管理における機会創出を目的とした「契約管理」機能の役割である。この機能は、契約プロセスを通して各事業ラインの契約管理者を結集する。企業と各部門との間で組織される、契約管理における追加的な防衛線である。2014年8月に設置され、当グループの法務部長に直属する契約管理部門は、この支援機能の構築、契約管理機能の管理、パフォーマンスの測定、および契約管理における利害関係者の専門化に責任を負う。

## （ニ） 当グループの倫理・コンプライアンス部門

2013年以降制定されているグループ倫理憲章は、当グループ従業員の日常的な行動および行為の規範となるルールおよび原則を定めている。12の言語に翻訳されている。2015年12月、グループ・倫理およびコンプライアンス・プログラムの策定において常務取締役およびより一般的にすべての従業員を支援する、当グループの倫理・コンプライアンス部門（DECG）が設置されて以降、倫理および法令遵守計画が強化されている。このプログラムは、国内外の規制当局および現地慣行の要件を満たすために策定されている。

2016年5月17日、執行委員会は、常務取締役が当該企業の晒されるリスクに応じて必ず認識、遵守および実施しなければならない要件をまとめた、グループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）を承認した。この文書は、グループ倫理憲章を補完するもので、当グループ全体に適用される手引書が添付されている。当グループの倫理・コンプライアンス部門（DECG）は、グループ倫理・コンプライアンス方針の策定および調整を行う。当グループのグループ企業は、グループ倫理・コンプライアンス方針および関連する手引書の要件の履行に責任および義務を負う。このシステムを補完するものとして、2017年、すべての従業員に主要なコンプライアンス事項に関する規制指示の遵守を義務付ける、行動規範が発表された。

また、グループ倫理・コンプライアンス部門は、グループ執行委員会ならびに取締役会のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会に直属する。内部または外部からの相談およびグループ・レベルの警告に対処する。

#### (ホ) 持続可能な開発部門

EDFグループは、持続可能な開発に関する問題に配慮し、これを全体的な戦略に組み込んでいる。CAP2030戦略プロジェクトは、EDFを「低炭素成長を推進し、効率的で責任ある発電事業者」にすることを目標に、当グループの持続可能な開発および環境アプローチについて新たな見通しを立てている。これには、6つの企業社会責任目標が含まれている。

持続可能な開発委員会（SDC）は、グループ・レベルでは環境業務執行委員会として機能し、ISO 14001に基づく環境管理システムの調整を担当する。

EDFグループは、2002年4月9日に初めて取得したISO 14001認証を維持している。認証の範囲は、EDF SA、複数のフランス子会社（Dalkia、Électricité de Strasbourg、EDF Énergies Nouvelles、Citelum等を含む。）、およびEDF Energy、EDF Luminus、EDF Trading、Edisonを含む多数の国際子会社である。

2017年、グループ・レベルの持続可能な開発に関する要件は、特に気候変動の課題に関する要件を含めてすべて、当グループの持続可能な開発に関する方針に明記されている。持続可能な開発部門は、この方針の管理、調整および統制を組織し、実施および統制は当グループの各部門およびグループ企業の責任である。

#### (ヘ) 当グループの情報システム部門

当グループの情報システム部門は、様々な任務の中でも、当グループの情報システムのセキュリティ方針の実施を統制し、関連するリスクの内部統制およびカバーの調整に責任を負う（「第3 4（2）②（ii）（ニ）情報システム（IS）の保護」を参照。）。

また、当グループの情報システム部門は、法務部と共同で、個人情報の保護に関する当グループの手引書を策定する。グループ企業は、グループ倫理・コンプライアンス方針の適用に従ってこの手引書の適用を義務付けられている。

#### (ト) セキュリティおよび経済情報部門

EDFグループのセキュリティ組織は、悪意ある行為に対処する際、資産のセキュリティ方針において定められた要件を確実に遵守することを目的としている。セキュリティおよび経済情報部門は、この方針の管理、調整および統制を組織し、特にこの方針の要件を適用する際の解説、実務指針および方法をグループ企業向けに作成し、提供する。

#### (iv) 第3の統制ライン：当グループの監査機能

当グループの監査機能は、内部監査業務を行う当グループのすべての監査資源からなる。会長兼最高経営責任者の決定に従い、この機能は当グループの監査担当部長が監督する。当グループの監査機能には、監査部門、ならびにフランス国内外の主要な子会社の監査チームが含まれる。監査部門と様々な監査チームとの関係、およびそれぞれの権限は、当該チームがEDF SAに所属するかまたは規制対象子会社に所属するかを考慮し、経営の独立の原則を確実に遵守するよう関係性を適応させている。監査部門は、事業ライン（監査部門による子会社（RTEおよびEnedisを除く。）の監査担当部長の共同指名および相互評価、成功事例の紹介、研修、ツールおよび手法の共有等）の監督を行う。2017年末現在、当グループの監査機能は58.5人で構成されていた（2015年末と比較した2016年のフルタイム相当量）。

#### EDF SAおよび被支配子会社のパフォーマンス基準

監査部門は、内部監査人協会の定義による国際基準を適用し、かかる基準を推進し、遵守を監視する。

監査人の任務、権限および責任、ならびに被監査人の権利および義務は、2016年5月にアップデートされた規約に記載されている。この規約は、会長兼最高経営責任者が署名したもので、監査機能の独立性を再確認し、内部監査機能の任務および責任、ならびに監査人および被監査人の義務および権利を明記している。これには、当グループの監査機能全体に適用される倫理規約が含まれる。この規約は、倫理の文化を促進し、監査人がその職業および内部監査の実施に関連する基本原則を遵守および適用しなければならないことを改めて表明するものである。

監査部門は、書記長に直属する。監査部門の部長は、会長兼最高経営責任者と直接連絡を取ることができ、監査委員会に対して監査作業の報告を行い、実行すべき監督任務の実施に関して監査スタッフの適性を判断するために必要な情報を提供する。

すべての監査人は、国際基準に則った方法で訓練されている。かかる監査人らは、当グループの様々な事業および外部の監査事務所から採用されている。監査人は、各任務の終了時に評価される。

監査部門の業務全体における適切な機能（監査プログラムの起草から、提案の実施の監視まで）に関しては、主要なプロセスが設定および調整されている。

監査機能は、定期的かつ自発的にIFACI（*L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne*（フランス監査および内部統制協会））の評価を受けている。2014年に受けた最新の評価においては、従前と同様に、監査実務が国際的な監査基準を満たしているとの認定を得た。

## 機能手続

当グループの監査機能は、EDF SAのグループ企業および被支配子会社の完全監査を行う。これらの監査には、それぞれの内部統制の健全性調査も含まれ、規模に応じて3年から5年の間隔で行われる。監査部門は、部門を超えた企業レベルの監査を、子会社の監査部門はその責任の範囲内で監査を行う。監査部門は、企業レベルのリスクについて子会社の監査を行う権限を有する唯一の機関である。

監査プログラムは、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで取締役会のレビューを受ける。監査プログラムは、以下を反映して策定される。

- ・主要なグループ企業について、特に内部統制が正確に行われていることを評価するため、重要性に応じた間隔で監査する必要性。
- ・主たる会計および財務プロセスならびに「グループ・ヘッド」プロセス（人事、情報システム）。
- ・主要なプロジェクト。
- ・当グループのリスク分類において、リスクの重大な特質に応じた間隔で前述の監査を受けていないリスク。
- ・経営幹部の決定の監視。

監査人が大量のデータを活用し相違をターゲットにする一助として、デジタル・ツールが開発されている。

監査後は必ず提案が行われ、その提案は被監査人およびその経営陣による確認後、かかる経営陣および被監査人が起草する行動計画の主題となり、監査部門に送られる。監査部門は、その後12か月から18か月間で、発見された不正を是正するため、これらの是正措置または経営陣が決定したその他の行為が確実に行われるように監視する。監査は、不正が是正されて初めて、満足に完了したものとみなされる。これに対して、監査が満足に終了しなかった、または条件付きで終了した場合、経営陣に対して適切な警告が発せられる。これらの原則は、監査機能全体によって同一条件で適用される。

監査機能が行った監査における重要な事象、主要な企業監査結果および対応する提案、ならびに期間中に完了した企業監査の最終結果をまとめた中間監査概要書を作成する。この概要書は、複数の監査において観察され、経営陣の特別な注目に値する、反復的または一般的な問題の特定も行う。当グループのリスクの統制レベルについて、監査に基づく見方を示す。この概要書は、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで監査委員会および取締役会に提出される。

## (v) 外部統制

すべての上場企業と同様、EDFグループは、AMF（フランス金融市場監督局）のレビューを受ける。フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、フランス会計検査院、国家統制官、財務監察院、経済委員会またはフランス国民議会および上院の特別調査委員会の統制も受ける。

法律に基づき、法定監査人は、年次財務書類（親会社および連結財務書類）の証明を行い、当グループの要約中間連結財務書類について限定的なレビューを行う。法定監査人の報告書には、フランス商法第L.225-237-3条以下が定めるコーポレート・ガバナンスについての情報の検証が含まれる。

EDFは、その事業を考慮して、エネルギー規制委員会（CRE）および原子力安全当局（ASN）の統制も受ける。

## (vi) 権限委譲および技術的認可

会長兼最高経営責任者は、当グループの組織およびこれらのグループ企業の責任者に割り当てられた任務と一貫するよう、運営チームのメンバーに対して、自己の権限の一部を委譲する。

調達のための組織は、プロセスを適切に管理することを意図して設置されている。調達契約は、調達部門担当部長もしくはその代理人が署名した後に、基準金額に応じて、会長、グループ常務取締役、またはいずれかの代理人が署名する。調達部門担当部長またはその代理人が署名することで、当該文書が調達プロセスを遵守していることが正式に認められる。各グループ常務取締役は、署名を求められた調達文書および経営陣が直接取り扱う調達文書について、内部統制システムを補強する予定である。

会長兼最高経営責任者は、原子力および化石燃料発電所部門担当のグループ常務取締役および新原子力エンジニアリングおよびプロジェクト部門担当のグループ常務取締役に対して原子力事業者の責任を委譲し、かかる常務取締役は当該部門の部長に再委譲し、かかる部長はユニット・マネージャーに再委譲する。

承認は各施設の管理者が行うが、かかる管理者は前もって関連する技能の評価を受けていることを確認しなければならない。これらの要件は、EDFのスタッフもサービス提供者も、作業を行うすべての者に適用される。

法務部は、権限の委譲を手配およびアップデートする。また、2017年には、「当グループにおける権限委譲」の指示書がアップデートされ、権限の委譲の性質、影響およびその管理規則について、EDF企業に情報を提供し教育することを目指している。

## ② リスクおよび事業の統制制度の実施

## (イ) 一般的な統制制度

### (1) リスク分類ならびに内部統制、資産保護、倫理および法令遵守に関する報告

・当グループの各グループ企業（EDF SAおよび被支配子会社の範囲で2017年は65社）は、主としてリスク管理およびこれに関する業務の自己評価、ならびに進展させるための行動の概要からなる、年次内部統制報告書を作成する。各内部統制報告書により、行われる統制のレベルおよび講じる措置について、当該グループ企業の取締役のコミットメントが発生する。

2017年、内部統制報告書のテンプレートが拡張され、内部統制、資産保護に関する報告、ならびに倫理およびコンプライアンス報告を含む、1種類の報告書が追加された。したがって、2017事業年度は、これら2つのテーマに対して特別の注意が向けられた。

－倫理およびコンプライアンスに関する部分は、グループ倫理・コンプライアンス方針の要件を満たしている。これには、倫理警告システム、腐敗リスクの防止（取引関係の健全性管理、贈与および誘引の監督）、金融倫理（マネーロンダリングおよびテロリズムへの資金供与のリスクの防止、市場での濫用行為の防止、EMIR（欧州市場インフラ規制（EMIR）：市場インフラに関する欧州の規制）規制の遵守）、競争法の違反防止、利益相反の防止、個人情報保護に関する規則の遵守、不正行為の防止、嫌がらせおよび差別の防止、部門別の規則の遵守（エネルギー市場の統合性および透明性に関するREMIT規則（エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則）、軍民両用品に関する規則）、国際制裁プログラムの遵守等が含まれる。

－資産の保護に関する部分は、悪意ある行為に対処する際、資産保護方針の要件を満たしている。これには、国外旅行中の個人の安全、重要な資産の保護、および無形資産の保護（機密情報の特定、分類および保護）が含まれる。

上記以外に、自己評価はより一般的に、すべての「事業」活動、および当グループの方針にリストアップされた事業部門を超えたその他の分野におけるすべての要件の統制について、AMFの参照枠組みに即して毎年アップデートされる内部統制に関する手引書を活用して、報告する。また自己評価は、会計および財務の内部統制に関する要件についても報告する（「第34（2）②（iii）財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続」を参照。）。

さらに、これらのグループ企業は、当グループ全体に共通する方法に基づき、毎年リスク分類を作成する。各グループ企業のリスク分類の作成プロセスは、以下に基づく。

－「第34（2）①（i）当グループのリスクおよび事業の統制の目的および原則」に記載されている管理の責任原則。

－内的リスクおよび外的リスク、業務リスクおよび戦略リスク、ならびに機会を含め、可能な限り広範囲に特定するためのリスクの類型論。

－各リスクの影響、確率および統制レベルの定性的評価方法。

－リスクを取り扱う行動計画の概要、およびその有効性の評価。

このアプローチの裏付けとして、各企業は方法論的指針を利用できる。また、2016年からはリスク管理情報システム（SIGR）が導入され、2017年には当グループ全体で利用可能となった。

当グループのリスク部門と各グループ企業の間では、リスクの妥当性および実施する統制行動の健全性を問うため、数々の協議が行われている。

・これらの報告書に基づき、EDFグループは、取締役および統治機関に対し、主要なリスクおよび統制レベルについて定期的にアップデートされた統合的見解を提供することを目的として、内部統制の全体的な評価を含む主要なリスクの統合的分類を作成している（当グループのリスク分類には、主として環境リスクおよび気候変動に関するリスク（物理的リスクおよび移行リスク）が含まれる。これらのリスクについては「第34（1）当グループが晒されるリスク」に記載されている。）。

これらの文書は年末に作成され、リスク委員会によって検証され、監査委員会による調査後、取締役会に提出される。

2015年以降、リスク委員会は、当グループのリスク分類において、業務上または戦略上の重要性に応じて選別した少数の「優先リスク」を特定している。これらのリスクと戦略プロジェクトCAP2030との関係は、リスク統制行動計画が、対応するプロジェクトに可能な限り多く含まれるよう、優先されている。

### (2) 危機管理および事業継続

危機管理および事業継続方針は、危機管理および事業継続に関する組織原則を定め、その実施に必要なシステム全体を規定している。この方針の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・危機管理体制および恒久的警告システムが確実に備わるようにすること。
- ・関連リスクの危機管理手続の存在を確認し、定期的にアップデートすること。
- ・危機期間におけるすべての利害関係者との調整手続を策定すること。
- ・危機および危機訓練からのフィードバックが、同様の危機を回避し、またはその影響を軽減するために、体系的に確実に活用されるようにすること。
- ・各グループ企業における事業継続計画の存在を確認すること。
- ・危機に陥ったすべての事業者について、専門職の育成が行われていることを確認すること。

これらのメカニズムの効率および全体的な一貫性は、危機訓練のプログラムを通じて試される。

## (ii) 特定の統制制度（会計および財務情報を除く。）

### (イ) エネルギー市場リスクの統制

毎年、経営幹部は、当グループのリスク統制部門の承認を求めて提出された、企業のヘッジ戦略および関連するリスク制限を承認する。これらの戦略は、当グループのエネルギー市場リスク方針に基づいている。この方針は、かかるリスクの管理方法を定め、実施および実施監督に必要なすべてのメカニズムを規定する。この方針は、以下について規定する。

- ・リスク管理と統制の責任を明確に区別し、前述の範囲についてエクスポージャーの監視を可能にする、管理および測定システム。
- ・リスク制限を超過した場合の、当グループの経営幹部が関与するリスク統制プロセス：トレーディング業務の特性を考慮して、子会社EDF Tradingの統制システムは強化されている。
- ・2段階のエネルギー市場リスク統制ユニット：企業が業務上の統制を行い、当グループのリスク統制部門が第2の統制を確実に行う。

監査委員会は、取締役会に対して、方針の実施および当グループのリスク部門が提案した変更について、意見を述べる。この方針の実施への期待、主要な措置および手続については、「第3 7（6）市場リスクの管理および統制」に記載されている。

### (ロ) 金融リスクの統制

資金調達、現金および金融リスクの統制に関する方針は、当グループのすべてのグループ企業が、金融リスク（具体的には流動性、金利、為替およびカウンターパーティー）を継続的かつ系統的に特定するよう義務付けている。当グループのリスク部門は、以下を通じて、これらのリスクの二次統制を行う。

- ・方針の原則（作業管理枠組みの策定、方法、エクスポージャーの監視、リスク指標の定期的な計算、およびリスク制限の遵守の監視）が適切に適用されていることの確認。
- ・現金管理を担当する金融取引担当部署のポジションの統制。かかる業務には、指標およびリスク制限が毎日および毎週チェックされるシステムがある。市場委員会（財務投資部門および当グループのリスク部門をまとめる機関）は、四半期に1回、必要に応じて、作業管理枠組みの適用除外要請および新たな金融商品に対する投資要請をチェックおよびレビューする。

EDF SAの専用資産に関する金融リスクの構成、管理および統制に関する方針は、財務部門の管理する専用資産のポートフォリオに適用される。この方針は、2015年に取締役会によってアップデートされ、承認された。当グループのリスク部門は、リスク管理の原則およびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限を定める、年に一度のリスク・マンドートおよび特別な作業枠組みを策定する。

### (ハ) コミットメントの承認

コミットメント方針は、コミットメント委員会が以下に関する当グループ（規制対象子会社を除く。）のすべてのコミットメント・プロジェクトを調査する、と定めている。

- ・50百万ユーロを超える投資、投資引揚、ならびに合併および買収案件。
- ・契約の全期間で200百万ユーロを超える金額の供給、作業またはサービスの費用。
- ・電気については5TWh、ガスについては10TWh、石炭、石油、排出権および二酸化炭素排出権については150百万ユーロを超える年間量または金額の、エネルギー、排出権および二酸化炭素排出権の長期購入。
- ・バックエンド原子炉および核燃料サイクル・サービスを供給する複数年計画。
- ・廃炉（義務移転作業を含む。）または核燃料サイクルのバックエンドに関するコミットメントの年間プログラム。
- ・それぞれが50百万ユーロを超えない複数の投資を通じて、長期にわたる可能性の高い当グループの戦略的プロジェクト。

議題であるプロジェクトには、定義されたリスクの分析のための方法論的基準に従った、リスクの徹底分析が含まれる。

コミットメント案は、必要に応じて、「第5 5（1）②（iv）取締役の独立性の審査」に記載されたとおり、取締役会で検討される。「戦略的売却プロジェクト」については、機密および感応度を維持するため、売却委員会が個別に調査し、監督する。

## (二) 情報システム（IS）の保護

情報システムの保護は、以下を重視した情報システム・セキュリティ方針に基づいて行われる。すなわち、情報システムに関する管理者の関与の強化および資産の保護、情報システム保護リスクの管理、新たな規制上（欧州の個人情報保護規制、軍事計画法等）の義務の考慮である。

情報システムの内部統制基準は、外部のCOBIT基準（情報および関連技術のための統制目標）に基づいている。

ISに特有のリスクの内部統制およびカバーは、以下に基づき、当グループの情報システム部門において、ユニット組織の2つのレベルで調整されている。

- ・事業部門を超えたリスク分類および実施すべき統制行動を承認する、（EDF SAの情報システム部門および主要子会社の最高情報責任者が集まる）ISグループ委員会。
  - ・情報システムの保護に関する様々なチェックおよび監査に続き、統制行動を一貫させ、調整および監視する、当グループの情報システム・セキュリティ・マネージャー。
- 情報システムの保護に関して実施される主要な措置は、以下のとおりである。
- ・特に2017年はITおよび遠隔通信資源の使用に関する新たな憲章の策定を通じた、情報システムの使用者および事業者の教育活動の継続。
  - ・最も重要な資産の特定、およびその保護の優先。
  - ・セキュリティ運用センター（SOC）の機能向上による、サイバー監視能力の強化および拡張。
  - ・サイバー・セキュリティに関する当グループの保険の組成。
  - ・主として管理データ処理を対象とした、セキュリティ・インシデント（ウィルス、侵入、標的型攻撃等）に対処するための防止、検知、監視および対応行動。
  - ・災害復旧計画の実行テスト。

また、新たなISセキュリティ方針は当社のすべての機能ならびに供給業者およびパートナーに適用されることも、注意すべきである。

### (iii) 財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続

#### (イ) 報告方針

内部統制に関する手引書は、2011年、AMF（フランス金融市場監督局）の参照の枠組み（2010年改定）に沿うよう、会計および財務情報に関して完全に再編された。また、2015年および2016年にも、当グループの新たな内部統制力学に適合するよう改定された。統治、役割および責任の基本は変わっていない。

EDFグループ（連結財務書類の範囲は、連結財務書類の注記に記載されている。）が使用する会計基準は、国際会計基準審議会（IASB）が発表し、欧州連合の承認を受け、2016年12月31日現在適用されている国際基準を遵守している。これらの国際基準には、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）、ならびにSICおよびIFRICの解釈が含まれる。会計規則および方法は、当グループの会計原則に関する手引書に明記され、連結財務書類の注記に要約された、財務および会計報告方針に記載されている。統制手続に関して講じるべき措置については、会計および財務の内部統制に関する手引書に記載されている。具体的には、経営管理については経営サイクルおよび管理（投資の監視）、会計および税務問題については会計および税務情報ならびに不正対策の信頼性を取り扱っている。

事業ラインおよび子会社の各部門の財務管理担当部長は、それぞれの所属する企業の経営委員会の一員である。規制対象子会社を除き、運用管理および経営管理機能の管理によって、共同で指名および評価される。子会社の会計内部統制方針は、それぞれの対応する法的ストラクチャーの責任である。事業部門および子会社からの担当者のネットワークにより、様々なグループ企業全体への指示の浸透、および実施の統一が容易になる。

#### (ロ) 連結財務書類の作成および統制手続

連結財務書類は、会計および税務部門が、当グループの基準および決算指示に従い、各グループ企業（親会社および子会社）が出した単一の勘定科目表を用いて作成している。連結範囲は、すべての重要な被支配会社、被共同支配会社、または重要な影響下にある会社を考慮した上で決定される。EDFが利害を有し、連結範囲に該当する可能性のある会社が重要であるか重要でないかは、定期的に検討され、年に1回、法定監査人の評価を受ける。

中間連結財務書類は監査委員会に提出され、その後取締役会の承認を受ける。年次連結財務書類は、監査委員会のレビュー後、当該事業年度の12月31日付で取締役会が締め、最後に株主総会によって承認される。

年次および半期の財務書類を作成するたびに、各利害関係者から財務書類の公表時に受け取るべき主要な提出物、運用報告書および年次決算の参考資料を明記した指示書を作成する。EDFの各部門および子会社と打ち合わせを行うことで、これらの財務書類の作成が容易になり、一部の取扱いに関する変更を予測できるため、公表される会計および財務情報の信頼性が増す。提出後、作成条件（期日の遵守、情報の質等）を分析することで、連結財務書類の作成および分析過程を定期的に向上させることができる。

貸借対照表勘定および損益計算書に関する情報が毎月報告されることで、複雑な業務の処理を予測することができ、実績の信頼性の向上に貢献している。



予測および経営行為は、単一の参照枠組みおよび会計と経営に共通のツールを用いて行われる。このシステムは、当グループの経営の一貫性に寄与し、あらゆる組織レベルにおける意見交換が容易になり、また当事者間の情報交換の促進、および提供する情報の質の向上にも役立っている。

#### (ハ) 財務書類の作成および統制手続

財務書類は、通期および半期の決算時、会計連結部の親会社財務書類部門によって作成される。年次財務書類は、当該事業年度の12月31日付で締め、EDF取締役会が承認し、その後株主総会が承認する。

要約中間財務書類は、当該事業年度の6月30日付で取締役会が締める。EDFの取引会計（核燃料部門、EDF島部エネルギー・システム廃炉および廃棄物プロジェクト部門および人件費の会計については業務執行管理者部門を除く。）は、第3次サービス部門の共通「会計」サービス・センターに委託されている。取引会計の処理は、プロセスごとに組織されている。「統治協定」により、事業部門、共通「会計」サービス・センターまたは（場合により）運用事業の会計担当者および会計連結部のそれぞれの責任が規定されている。

財務書類を作成し、一部の取扱いに関する変更を予測して公表される会計および財務情報の信頼性を向上させるため、四半期に1回、EDF SAの諸部門と打ち合わせが行われる。

各事業および機能の担当取締役は、それぞれが責任を負う会計および財務分野における内部統制システムの質、次期の改善目標、ならびに会計情報の正確性および完全性について、毎年コミットメント・レターを作成して当グループの会計および税務部門の部長に送付することで、これを確約する。

会計分野の内部統制システムは、当グループ全体の内部統制システムに組み込まれている。EDFにおいては指標の参照枠組みが使用されているため、各プロセスについて、会計情報の整合性を評価することができる。

#### (ニ) 財務コミュニケーション

財務コミュニケーション方針は、当グループが公表する財務情報の信頼性および整合性を保証するために遵守すべきルールを定めている。投資および市場部門が統制する財務コミュニケーションは、質が高く、一貫し、異なる受け手に同じ内容を示す財務情報を確実に提供すること、および財務情報が現行の法令および規制を確実に遵守すること、という2つの基本目標の達成を目指している。また、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場会社の有価証券を対象とする取引に適用される原則および規則について確認した、市場倫理規約を採用している。この規約の周知徹底と並行して、当グループの従業員に対しては、証券取引規程、特に内部情報ならびに内部情報を保有する主導者および一部の従業員が当社株式を対象とする取引を行ってはならないブラックアウト期間に関する対策および義務について、意識向上措置が取られている。

#### (iv) 特定事業に係る規定

##### (イ) 原子力発電分野

EDFグループの原子力安全性方針には、いかなる場合も、原子力の安全性がEDFグループの原子力事業における最優先課題である、と明記されている。安全性は、責任および統制という明確な原則に基づいている。原子力施設を運営する当グループの各企業は、それぞれが所在する国に特有の法律および規制の枠組みの中で事業を行い、かかる法律および規制を遵守する義務を負う。いずれも、施設の原子力安全性を確保し、その方法、技能および価値観に基づいて、絶えず安全性レベルを向上する。当グループは、事故の防止、ならびに作業員、一般市民および環境の保護の最高水準を達成することを目指して、共通の原則を策定している。かかる原則は、新たなプロジェクトおよび既存の発電所の両方について、その事業のあらゆる局面に適用される。当グループは、産業パートナーに対しても、これらの目標を達成するよう熱心に働きかけている。

各企業は、原子力事業の適正な実施に責任を負い、決定または行動の各レベルにおいて適切な委任を行う。当グループは、原子力の安全性に必要な資源が割り当てられるよう徹底する。

各施設、各企業および当グループにおいて、独立安全性評価を行う内部機関が設置されている（IGSNR（原子力安全・放射線防護総括監査官））。各機関は、他の管理機能から独立して当該マネージャーに直属する。また、直接関係する階層レベルの反応が期待と異なる場合は、その上の階層レベルに警告する義務を負う。

当グループの原子力事業会社は、定期的に国際評価チーム（WANO（世界原子力事業者協会）ピア・レビュー、IAEAのOSART（国際原子力機関（IAEA）の運転管理評価チーム））を受け入れている。

当グループでは、事象およびその潜在的影響について、明快かつ率直な情報交換を推進している。有給の職員およびその代理人、下請業者、監督機関（フランスの原子力安全当局、英国の原子力規制局）、地域社会、および原子力の安全性に関するその他すべての利害関係者に対して、このように質の高い対話が追求され、維持されている。

EDFの会長兼最高経営責任者が委員長を務める原子力安全委員会は、年に数回会議を開き、2月には年1回実施されるEDFグループの原子力安全評価を検討する。原子力安全・放射線防護総括監査官は、会長兼最高経営責任者に任命され、これに直属



する。EDFグループのすべての原子力事業について検査業務を行う。毎年、EDF内の安全性について意見を述べる。その報告書は、原子力安全委員会に提出されて討議された後、公表される。

## (ロ) 水力発電分野

水力発電における安全性は、水および施設が存在または操業に関係した人および財産に対するリスクおよび危険を低減するため、発電所の設計時およびその操業中に取り一切の対策をもって構成される。水力発電の安全性は電力会社が常に最も重視する事柄であり、以下の3つの主要な活動を中心とする。

- ・ 公的機関、主として環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*—DREAL）の監督下における施設の定期的監視および維持管理による、ダムおよび貯水池の損傷に関連する主要なリスクの対策。最大規模のダムのうち68は、所轄の知事が行う特別行政手続の対象となっている。
- ・ 施設および周辺地域社会の安全を確保するための、異常高水位期間の施設の管理。
- ・ 業務リスクの統制：作業の下流における水域の水位または水路の流れの変化。

EDFは、定期的にダムの監視および維持管理を行っている（継続的な監視を含む。）。各施設における複数データ（コンクリート部の目視検査および機械部品の点検等と併用した、沈下、圧力、漏水の測定）の即時測定および分析により、EDFは、ダムの状態について定期的に評価を行うことができる。グルノーブルおよびトゥールーズにおいては、EDFチームは、最大規模のダムまたは現地に行くのが非常に困難なダムについて、一連のセンサーを用いて遠隔で即時に分析することができる。

さらに、150の大規模ダムそれぞれについて、精密技術調査を含む危険性調査が10年ごとに行われる。この調査には、排水または水中機器の使用による水面下の部品の点検が必要となる。これらの業務は、公的機関（地域レベルのDREALならびに特に大規模ダムおよび水力発電施設に責任を負うフランス中央政府機関であるSTEEGBH（大規模ダムおよび水力発電による電力エネルギーの技術サービス））の監督の下で実行される。

グループ・レベルでは、水力発電安全性検査官が、自己が直属するEDFの会長兼CEO、および水力発電の安全性に関わる者に対して、年次報告書を提出する。水力発電安全性検査官が分析、点検および評価を行った後で作成されるこの報告書は、当グループの施設の水力発電の安全性レベルについて意見を述べ、その向上および強化のための熟考および進展の根拠を提供することを目的としている。この報告書は、当グループのウェブサイト上で公開されている。

## (3) 保険

その資産を保護し、財務状態に対する特定の事象の影響を限定するため、EDFグループは、財産損害、民事責任および人身障害の主要なリスクをカバーすることを目的とした専用の保険プログラムに加入している。原子力リスクは、以下に記載の特別民事責任制度の対象となっている。

### ① 保険の組織機構および方針

当グループの保険部門は、規制対象のインフラ事業者の経営の独立性を尊重しながら、保険により管理可能なリスク（*保険市場および代替市場に移転することが可能なリスク*）の全体的費用を継続的に最適化することを目的として、EDFグループの保険方針の策定および当グループ内における当該方針の実施に責任を負う。

かかる部門の責務は、下記のとおりである。

- ・ 当グループのリスク部門と連携して、EDFグループのリスクのカバーを継続的に分析する（事業ライン別、企業別およびプロジェクト別の分析）。
- ・ カバーすることが可能および必要であるすべてのリスクをカバーすることができる当グループ全体の規則を策定するとともに、その費用合計を最適化し、かつボラティリティを低下させる。
- ・ 適切な方法を用い、かつガバナンス・ルールに従い、当該規則を当グループの全事業体に対し推進および適用する。
- ・ 上記の職務の実行に必要なツールの開発および管理を行う（EDF Assurancesおよび当グループの専属保険企業等の保険部門に報告を行う子会社内のものを含む。）（「第3 4（3）②自家保険会社および相互保険基金の利用」を参照。）。

当グループのプログラムに参加している事業体および被支配子会社の保険管理者は、以下の事項の責任を負う。

- ・ すべてのリスクが保険により補償されていることを確認する。
- ・ 予防査察の日程を計画し、これによる勧告の実行を監督する。
- ・ カバー戦略および申請金額を検討する（リスクの定量化）。
- ・ 損失を分析し、請求処理に参加する。

当グループの保険部門と密接に協力して行われる当該業務は、プログラムの更新および予防査察の実行に際し、保険により管理可能なリスクに関する情報の質を引き続き改善する（予想最大損失額（MPL）の評価）。予防的措置に関し、保険部門は現場検査プログラムを設定し、その実施を監督する。

当グループの保険方針（2016年改定）が2017年1月に執行委員会により承認された。EDFの監査委員会にその実施に関する報告書が毎年提出される。

## 目的

保険方針は、当グループが市場に委譲することを決定したリスクおよびかかる委譲の最適化に係る一般原則（当グループの保険プログラムの設定による購入のグループ化、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険基金、金融市場への委譲等）の間のリスク分配、個人および当グループの控除免責金額（通常、主要なリスクのみ委譲される。）、仲介費用の最適化）を定める。

## 実施方法

2004年以降、監査委員会は、保険によって、または金融市場にリスクを移転することで、EDFのリスクをカバーする費用について、毎年アップデートの報告を受けている。

2011年以降、財務投資部門取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび利害関係者に対し、保険方針の変更およびその実行手続、特に保険リスクのヘッジ・プログラムの主要な特徴を反映させる機会を提供している。

保険部門は、毎年、これらのリスクをカバーするための解決策（または部分的解決策）を見きわめるため、グループ・レベルでリスク分類の分析を行う。この共通認識に基づき、EDFは、当グループが設定した当該分野における原則に従って、付保すべきリスクへのカバーを改善し、必要に応じて拡大することができる。

EDFは、第一にリスク・カバーを統一し、その管理を合理化し、第二に対応する保険費用を統制するために、当グループの保険プログラムを策定し、これをその被支配子会社に拡大適用している。

フランス・エネルギー法が原因で、RTEは徐々に、EDFグループの保険プログラムにより付保される補償を保険市場に委譲している。RTEは、2015年3月31日付で、EDFグループの保険プログラムから完全に撤退した。

保険契約は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

## ② 自家保険会社および相互保険基金の利用

すべての主要なフランスおよびフランス国外におけるグループと同様に、EDFは従来の保険市場において提供される保険の適用範囲を補完するため、自家保険会社および相互保険基金を利用している。

EDFの自家保険会社は、以下のとおりである。

- ・Wagram Insurance Company DAC：2003年にダブリンで創業した保険会社であり、当グループの保険プログラムの多くに関与している。
- ・Océane Re：EDFの原子力に対する民事責任への再保険のために、2003年にルクセンブルグで設立された再保険会社。

EDFは、当グループが所有する資産またはEDFおよびその連結子会社による委託に基づく資産（空中電力網を除く。）の損害リスクを補償する相互保険基金であるOil Insurance Limited (OIL) のメンバーである。OILは、エネルギー分野の企業の需要に特化した相互保険基金であり、そのメンバーに財産損害に補償を提供している。特に、原子力発電所（非核部分）、化石燃料火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに採鉱および生産に関する資産にかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、OILが提供する補償および市場の保険会社によって提供される補償を組み合わせたものである。

EDFは、欧州の原子力発電事業者のためにこの分野における補償を提供する相互保険基金であるEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI)、European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI)、Nuclear Industry Reinsurance Association (NIRA) およびBlue Reのメンバーでもある。

自家保険会社および相互保険会社は、EDFが保険制度にかかる費用および支払われる保険料の合計額を削減することを可能にする。

## ③ 民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）

EDFは、EDF、Enedisおよびこれらの被支配子会社を対象範囲とし、それらが第三者に対して与えた損害により事業中に生じる可能性のある民事責任（原子力損害を除く。）の財務上の影響について補償する一般の民事責任保険に加入している。とりわけ、このプログラムは構造上（水力発電ダム、化石燃料火力発電所、変電所およびその他電力網施設）の運営に関連する民事責任のリスク、当グループの再生可能エネルギー事業（風力、太陽光等）の開発に関連するリスクならびに環境への損害（固形、液状またはガス廃棄物の排出）に関連するリスクを含む。

かかる補償は、保険市場および再保険市場において許容可能な経済条件で得られる範囲内で購入される。最大保険額は1十億ユーロであった。このプログラムについてWagram Insurance Company DACの負担分を含む保険事故に関する当グループのリ

スク負担割合（保有額）は、保険事故1件当たり5百万ユーロ以下となる。子会社は通常その財務能力に合わせて控除免責金額を軽減する傾向にある。

④ 役員および取締役に対する民事責任保険

EDFは、執行機能の履行において生じる民事責任の財務上の影響に対して、EDF、Enedisならびにこれらの被支配子会社の役員および取締役を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

⑤ 損害保険（原子力資産を除く。）

(i) 従来型の損害保険プログラム

従来型の損害保険プログラムの対象範囲には、Enedis、EDF Energy、EdisonおよびDalkiaをはじめ、EDFのほとんどすべての子会社が含まれる。

当グループの自家保険会社であるWagram Insurance Company DACならびに他の保険会社および再保険会社は、OILの保険に加えて、さらに広範な補償（財産損害および事業中断）に対して最大1十億ユーロを提供している。

この従来型の損害保険プログラムについて、損害賠償請求1件に対する当グループの保有額（（子会社によって異なる）控除免責金額およびWagram Insurance Company DACのリスク負担割合を含む。）は15百万ユーロを超えない。

このプログラムは、子会社の大部分について財産損害が発生した場合の事業中断に対する補償をカバーしているが、EDFはカバーの対象とならない。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を制限するために実施される措置については、「第34（2）②リスクおよび事業の統制制度の実施」を参照。

RTEは、自己の資産について、個別の財産損害保険に加入している。

## (ii) 「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（建設に関するすべてのリスクおよび組立／試験に関するすべてのリスクの保険契約）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルEPR、ヒンクリー・ポイントC、コンバインド・サイクル発電所、ダム等の建設のような主要な建設プロジェクトに関してはその都度加入している。

これらの保険は、建設プロジェクトで不測の事象が発生した場合は注意深く監視され再交渉される。

## (iii) 暴風雨保険

暴風雨保険の更新に関連して、Enedisは2016年6月27日、例外的規模の暴風雨による影響に対応するために、空中送配電網を対象としたパラメトリック保険契約をSwiss Reとの間で締結した。

この画期的な保険契約は、期間が5年、補償総額が275百万ユーロで、請求がなされたときに、フランス気象局が記録した総合風速指数にEnedisの委託地域の各区域における配電網の脆弱性の重み付けをし、パラメトリック・ベースで補償額を支払う。

## (iv) サイバー・リスク保険

2017年7月1日以降、サイバー・リスク保険を導入している。2年間で100百万ユーロを補償する契約で、EDF SAのグループ企業および当グループの子会社のすべてをカバーする。

グループの情報システムに対するサイバー攻撃を原因とする大規模な障害に関して、その処理に必要な費用を補償することが目的である。

## ⑥ 原子力施設の操業に対する特別保険

### (i) 原子力事業者の民事責任

フランスにおいて、EDFの現在の保険方針は、1968年10月30日付フランス法第68-943号、1990年6月16日付法律第90-488号および2006年6月13日付法律第2006-686号（いわゆるTSN法）に従っている。これらの法律は、現在フランス環境法において成文化されており、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を成文化したものである（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

2015年8月17日に制定されたグリーン成長に向けたエネルギー移行法により、その後、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定が改正され、具体的には、原子力事業者の民事責任限度額が、2016年2月18日以降、原子力施設は700百万ユーロ（低リスク施設は70百万ユーロ）、輸送中のリスクは80百万ユーロとなった。

新たな法定上限を遵守するため、EDFは2015年8月10日、「EDF SA原子力責任保険プログラム」と題した契約通知書を発行した。これは、原子力民事責任および関連する請求の管理のため、適切な保険の補償を取り付け、また設定するものである。

この入札公告後に取り付けた保険の補償により、当グループは、財務的影響を抑制しながら新たな債務を支払うことが可能となる。原子力保険市場（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されたAXA）、当グループの自家保険会社、および原子力相互保険会社ELINIとの間で、保険が分担されている。

この補償は2016年2月18日付で、期間3年で発効した。期間中に事業者課される債務に想定される変化（特にパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の発効）を考慮して（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）、契約の解約を認める条項が含まれている。

請求の管理は、相互保険会社ELINIのコンピューター化された請求処理システム、ならびに必要な人的資源およびネットワーク資源を有する会社EQUADに委任されている。

EDF Energyが原子力発電所を運営する英国において、原子力事業者の民事責任規定はフランスの規定と類似している。英国議会は2016年5月4日、「原子力施設命令」（前述の2004年2月の改正議定書を国内法化するための命令）を可決した。これは、2006年のフランスTSN法とほぼ同じ変更であるが、大部分は議定書と同時に発効する。

この命令は、英国の事業者の義務を現在の上限140百万英ポンドから700百万ユーロ相当に引き上げるもので、この金額は5年かけて1.2十億ユーロの上限まで徐々に引き上げられる。

現在、EDF Energyは、ELINIおよびWagram Insurance Company DACの保険に加入している。自家保険会社Océane Reも、Wagram Insurance Company DACに対する再保険契約により、このリスクを負っている。

原子力事業者の民事責任に関する法律の詳細については、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

### (ii) 核物質の輸送に関する民事責任

パリ条約に基づき、「荷主」である事業者は核物質の輸送について民法上賠償責任を有し（別段の規定がある場合を除く。）。2016年2月18日、かかる賠償責任の限度額は、損害範囲はそのまま80百万ユーロに引き上げられ（さらなる情報については、「第3 4（3）⑥（i）原子力事業者の民事責任」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）、改正後のパリ条約が発効したときに補償が認められる損害範囲が拡大される予定である。この賠償責任は、現在、前述の原子力事業者の民事責任保険によってカバーされている。

### (iii) 原子力施設への損害

相互保険基金であるOILにEDFが加盟していることによる補償のほか、主にNRI英国保険基金、（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保された）AXAおよびAllianz、ならびにEMANI（原子力相互保険組合）（「第3 4（3）②自家保険会社および相互保険基金の利用」および「第3 4（3）⑦保険料」を参照。）が補償責任を負う共同保険プログラムにより、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への財産損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに放射能除染費用が、240百万ユーロ超、総額1,760百万ユーロまで補償される。フランスおよび英国の発電所を対象とする当グループのプログラムは、2015年4月1日に、2018年3月30日まで3年間更新される。

さらに、米国におけるCENG（Constellation Energy Nuclear Group）の事業をカバーするため、EDF Inc.は、米国の原子力相互保険組合NEIL（Nuclear Electric Insurance Limited）に加入している。

### ⑦ 保険料

すべての種類の保険における当グループのプログラムの保険料総額は、2017年は199.4百万ユーロである。

EDFは、当グループの保険方針に従って採用された方針が、とりわけ補償範囲の制限および控除免責金額に関して、全世界における規模および事業が類似する事業者向けの現在の供給能力に沿うものであると考えている。現行の保険の性質、補償額および価格は、市況およびEDFの取締役会によるリスクとその保険補償範囲の適切性についての評価によって、随時修正される可能性がある。

### (4) 依存因子

EDFグループは、単一の顧客に依存しているとは考えていない。

供給業者に関しては、EDFは2017年、12,880社の供給業者を利用していた（2016年は12,333社、2015年は12,806社）。EDFの供給業者上位5社は、2017年、EDFの全体発注額（燃料購入を除く。）の17.5%（2016年は16.4%、2015年は16.4%）を占めており、上位10社では23.9%（2016年は22.5%、2015年は22.6%）を占めていた。

当グループの事業に関連して当グループが購入する商品またはサービスの供給業者および請負業者の一部は、代替することができない。

EDFの供給業者に対する依存性の問題は、主に原子力分野において発生し、またこれより程度は少ないが、個別および安全な送信手段に関してITおよび電気通信分野においても発生している。

EDFグループは、発電所の建築および組立業者として、また核燃料サイクル統合事業者としての専門性を発達させてきた。このことにより、EDFは、その供給業者の専門性に依存しない技術的な専門性を有している。

EDFグループは、AREVAグループとの間に歴史的に非常に重要な商業関係を有しており、AREVAグループは、核燃料サイクルの各段階、ならびにEDFの発電所における原子力ボイラーの設計、建設および維持管理にも取り組んでいる。フランスでは、AREVAグループは、原子力分野においてEDFの主要供給業者であり、EDFはAREVAグループの主要顧客であった。2017年12月31日以降、AREVAの事業は2つに分割され、燃料サイクルについてはOranoが、原子力発電所におけるボイラーの設計、製造および維持管理についてはEDFの子会社Framatomeが行っている。Oranoグループのグループ企業に関する相互依存の状況は、現在も続いている。

### ① 核燃料サイクル分野

燃料サイクルに関連して、EDFおよびAREVA-Oranoグループの間の関係は、複数年契約により規定されている。

核燃料サイクルのフロントエンド（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題—上流部門」を参照。）に関して、EDFは、大部分をAREVA-Oranoグループに依存している。AREVAグループは、2017年においてEDFの購入の約52%を占めていた（2016年は52%であった。）。

- ・天然ウラン要件について、EDFは、供給源を原産地および供給業者ともに多様化することを目的とした方針を推進しており、AREVA-Oranoグループはこの分野において引き続きEDFの重要な供給業者である。
- ・核燃料転換過程に関連するEDFの需要量の大部分は、世界各地の他の供給業者と競争して、AREVA NC-Oranoが供給している。

- ・ EDFは、ウラン濃縮分野において、その供給源を分散し、現在世界における複数の主要な供給業者を利用している。これらのサービスの大部分は、AREVA NCのジョルジュ・ベスII工場により提供されている（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

EDFは、核燃料集合体の製造について、FramatomeおよびWestinghouseの2つの供給業者を利用している。Westinghouseの親会社が米国連邦倒産法第11章に基づく再建手続に入ったため、EDFはこの供給業者と直接対話し、事業の継続および継続中の契約すべての法的保全を確保するため、絶えず慎重に行動している。AREVA NC-Oranoグループは、フランスにおけるすべての核燃料サイクルのバックエンド（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題—下流部門」を参照。）の運営を行うよう任命された。

- ・ 使用済燃料の管理に係る業務（除去、貯蔵および処理）は、ラアーグにあるAREVA NC-Oranoグループの工場で行われている。これらの運営方法のほか、処理過程で生じた副産物のリサイクルは、2008年から2040年までの期間につき、EDFとAREVAの間で締結された2008年12月19日付基本契約において合意され、一連の適用契約に規定されている（2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）。2016年2月には、2016年から2023年までの期間を対象とする契約が締結された（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題—下流部門」を参照。）。
- ・ MOX燃料の製造を対象とするリサイクルは、AREVA NC-OranoのMELOX発電所において実施されている。

## ② 発電所の開発および維持管理分野

Framatomeは、発電所の建設および維持管理サービスにおいてEDFの主要供給業者である。とりわけ、Framatomeは、原子力ボイラー、その交換部品および対応する安全性の研究を供給している。2011年にEDFはFramatomeとの間で、3回目の10年点検の際、44基のうち32基の1,300MW系列の蒸気発生器を製造するための契約および1,300MW原子炉の制御コマンド・システムの改修工事の契約という2つの主要な契約を締結した。1つ目の契約に基づき、蒸気発生器を製造中であるが、プロジェクトの品質上の欠陥から施設への新たな構成物の搬入が遅れている。2つ目の契約に関しては、2015年、パリュエル発電所の第2セグメント向けの最初の施設の工事が開始されたが、2016年3月に当該施設で発生した不測の事態により完成には至らなかった（使用済蒸気発生器の取り回し中の落下。「第2 3（2）①（i）（ii）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。当該契約に基づく制御コマンド・システムの改修工事は、その後、パリュエル1ユニットおよびカットノン1ユニットにおいて、無事完了した。また、数年間にわたり、特にWestinghouseおよびMitsubishiと共同で、ボイラーの一部の主要構成物（44基のうちの12基の1,300MW系列の蒸気発生器はWestinghouseが提供予定）の交換および維持管理サービスの提供について多様化計画が実行されている。

EDFは、発電施設の再開発に備え、フラマンビルEPR発電所の建設を開始し、Framatomeと共同で開発したEPR技術を利用することを決定した。このプロジェクトに関連し、2007年、EDFはEPR用ボイラー供給について、Framatomeと契約を締結した。

原子力発電所および化石燃料火力発電所の特定の構成部品の維持管理のために、EDFは、Alstomグループとの関係を維持している。また、Alstomは、フラマンビル3のEPRのエンジンルームを供給している。AlstomがEDFに供給する商品およびサービスは、原子力発電所のタービン発電機および化石燃料火力発電施設の一部の大型構成部品の維持管理に関してとりわけ重要である。

EDFは、事業の大半が競争に晒されているAlstomグループに依存しているとは考えていない。それでもなお、EDFは、General ElectricがAlstomのエネルギー部門を買収して以降、原子力分野における利益の確保に努めてきた。EDFの主たる課題は、以下の2つである。

- ・ 操業条件に基づき維持管理を行い、フランスおよび英国においてEDFが操業する原子力発電所（フラマンビル3およびヒンクリー・ポイントCのEPR原子炉を含む。）の耐用年数を延長するために必要な生産能力を、各ユニットの耐用年数の終わりまでに許容できる費用で、保証すること。
- ・ 将来のEDF原子力プロジェクトのために、優秀な技術および良好な経済条件の下でタービンを提供できるよう保証すること。

これらの戦略的利益の保護は、包括契約および、原子力発電所の機械室での作業を専門とする共同子会社GEASTの設立に依存している。2014年6月21日にフランス政府、AlstomおよびGeneral Electric (GE) の間で締結された契約は、GEおよびAlstom (GEAST) のジョイント・ベンチャーについて規定しており、このジョイント・ベンチャーに対してAlstomは1議決権少ない50%の持分を保有する。GEASTは、排他的な世界ベースでAlstomの原子力事業を、およびフランス国内でAlstomの蒸気（非原子力）事業を展開することを期待されている。フランス政府は、このジョイント・ベンチャーに対して「黄金株」を保有し、代表として取締役を送り込み、特定の統治問題については拒否権を有する。

## 5【経営上の重要な契約等】

フランス商法第L.225-38条において言及される規制対象となる契約およびコミットメントに関する情報は、法定監査人による特別報告に含まれる。

(i)本書を通して、または2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約ならびに(ii)2015事業年度および2016事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2015年12月31日および2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2017年 *Document de Référence*、2016年 *Document de Référence* および2015年 *Document de Référence* のそれぞれの提出日に先立つ2年間に、EDFは通常業務における契約以外の重要な契約を締結していない。

#### (1) 2017年に締結された重要な契約

2017年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・2017年5月19日付で、EDFは、EDF Polskaの資産の売却に係る契約をPGEと締結した。
- ・EDFは、2017年3月31日に、RTEの間接的株式持分49.9%のフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesへの譲渡に関する契約を締結した。
- ・2015年7月30日にEDFおよびAREVAの間で締結され、2016年7月28日に改訂された拘束力を持たない覚書に基づき、EDFは、2017年12月31日付でNew NP（現在のFramatome）の資本の75.5%、AREVAグループの事業体ならびに原子炉および原子炉機器の設計および製造、燃料集合体ならびに設置基盤向けサービスに関連する統合的な事業を取得し（「第2 3（2）①（iii）Framatome」を参照。）、これは2017年12月14日に取締役会によって承認された。

#### (2) 2016年に締結された重要な契約

2016年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・2016年7月28日のEDFの取締役会において最終投資決定が承認された後、2016年9月29日に英国政府およびCGNとの間で締結された、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する最終契約
- ・2016年11月15日にEDF SA、AREVAおよびAREVA NP間で締結された、NEW NP（AREVA NPの完全子会社）の株式資本および議決権の51%から75%を占める持分の取得を通じたAREVA NPの事業の取得に関する株式譲渡契約。2016年11月15日の取締役会において承認されたNEW NPのガバナンスに関する株主間契約の草案がかかる株式譲渡契約に添付された。
- ・2016年12月14日にEDF SA、フランス預金供託公庫およびCNP Assurance間で締結された、2016年12月14日の取締役会において承認されたRéseau de Transport d'Électricité (RTE) の持分の間接的な一部売却を規定する投資契約（およびその付属書類）

### (3) 2015年に締結された重要な契約

2015年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・2015年6月30日にEP Energyとの間で締結された、ハンガリーの会社であるBudapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) の持分の95.6%を売却することに関する契約
- ・2015年7月10日にMacquarie Infrastructure and Real Assetsとの間で締結された、オーストリアの会社であるEnergie Steiermark Holding AG (Estag) における当グループの25%の持分を売却することに関する契約
- ・2015年7月30日にAREVAとの間で締結された、AREVAとEDFとの間のパートナーシップ計画に関する協議の進捗状況を形式化した法的拘束力を持たない協定
- ・2015年10月21日にChina General Nuclear Power Corporation (CGN) と締結された、ヒンクリー・ポイントC施設のEPR原子炉2基の建設および操業への戦略的投資契約

## 6【研究開発活動】

EDFグループの研究開発部門(R&D)の主要課題は第一に、その最高水準の専門性および高い実務パフォーマンスを提供することにより当グループの事業部門および子会社を日常ベースで補佐することであり、第二に、直面する進展および大きな課題を予測することにより当グループの将来に貢献することである。

特に、これらの課題には以下を含む。

- ・エネルギーの移行を支援し、二酸化炭素排出量を削減するための、原子力発電および断続的な再生可能エネルギーによる発電の相補性。
- ・水使用および環境管理。
- ・新興国の急速な発展およびその結果として生じる消費圏の移動。
- ・電力事業に新たな機会を提供しているエネルギー分野に適用される情報技術の著しい発展。
- ・顧客の行動変化。発電も行い、エネルギーの自立性が高い建物、地域および街に居住することによって、より効率的に消費したいと考えている消費者および地方自治体。

かかる状況において、研究開発部門の役割はこれらの課題すべての解決策を見つけ出す局面においては極めて重要である。

研究開発部門の研究方法は広範な3つの優先事項を基軸に構成されている。

- ・顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検証を行うこと。需要に関する認識の向上、顧客によるエネルギー効率の改善、再生可能エネルギーと併用されることの多い電力の新しい効率的な利用方法（ヒートポンプ、電気モビリティ等）の促進、建物、産業および持続可能な都市の設計に用いる技術的モデルおよび経済的モデルの開発ならびにスマート・グリッドの利用および適正料金を通じて電力システムに利用と消費が統合される進展の結果、柔軟かつ低炭素の需要管理を可能にすること。
- ・電力網の資産管理の改善による電力網インフラの耐用年数の最適化およびそれに伴う電力システムの適応、エネルギー輸送に関する新たなインフラ・プロジェクトのための最適化モデルおよび経済シナリオの導入、断続的なエネルギーの導入ならびにスマート・グリッドの開発を通じて将来の電力システムを備えること。
- ・競争力のある低炭素な発電構成の強化および開発を行うこと。移行における重要課題の1つは、パフォーマンスおよびエネルギー・システムへの統合の改善による新しい再生可能エネルギーの開発とともに、とりわけ既存の原子力発電所の安全性、パフォーマンスおよび耐用年数をさらに改善することで、従来の発電方法との効率的な共存を確保することである。

全体的な活動に加え、研究開発部門には「破壊的な一将来に備える」のカテゴリーに分類される以下の4つの研究プログラムがある。

- ・電力システムの変革に最重要であると考えられる、エネルギー貯蔵、太陽光発電および電気モビリティ。
  - －エネルギー貯蔵：2018年から2020年までの間に研究開発部門の人員を倍増。
  - －PV：2017年末に開設するイル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）（30GWのソーラー・パワー・プランへの貢献）。
  - －電気モビリティ：充電式電気自動車および電池寿命に関連する事業活動。
- ・都市計画のための技術的資源の業務上の微調整および地域のエネルギー・システムを全国的なシステム全体に導入するための最適手順の明確化を含む地域のエネルギー・サービスおよびシステムについて。
- ・革新的なサービスを提供するためならびに業界内において当社の設備および保守管理予測のモニタリングを向上させるための顧客窓口におけるデジタル技術の利用について。
- ・小型モジュラー炉（特に、孤立する地域または送電網が脆弱な地域の市場に対応可能な小型炉）について。

### (1) 研究開発部門の組織および主要なデータ

EDFの研究開発部門は、当グループ内の異なる部門間のシナジーおよび伝達を容易にするために、総合的かつ学際的である。



2017年、当グループの研究開発予算の総額は、611百万ユーロに達し、そのうち546百万ユーロがEDFの研究開発予算であった。これは大手電力会社の中でも最大規模の研究開発予算の1つである。かかる予算の約3分の2は、EDFの営業部門および子会社との間の契約上の合意に基づき毎年企画されるプログラムに費やされる。残りの3分の1は、当グループの研究開発の優先分野に該当する中期および長期の予想される取組みに使用される。

2017年、かかる予算の約19%は、環境保護に充当された。特にエネルギー効率、化石燃料の代替としての電力の使用、再生可能エネルギーおよび送電網への再生可能エネルギーの投入、持続可能な都市、気候変動の地域的影響ならびにその他の環境問題（生態系の多様性、水質および擾乱の軽減等）に関する研究に費やされた。

EDFの研究開発部門は、フランスにおいて27の国籍にわたる計1,941人の従業員（フルタイム換算では1,892人）を有している。このうち83.9%はマネージャー職であり、31.8%は女性であり、121人が博士課程の学生であり、また59人が職業体験プログラムの参加者である。約160人の研究者は大学および主要な工業学校で教鞭を取っている。EdisonおよびEDF Energyを含む従業員数の合計は、2,160人（フルタイム換算では2,118人）である。

EDFの研究開発部門は、2017年において63人を採用し、その従業員をEDFグループ内の他の企業に配置している。かかる配置の結果、2017年においては従業員81人の純減となった。

研究開発部門は13の専門分野によって構成される。研究開発部門の専門知識は、当グループの活動分野のすべて（再生可能エネルギーおよび貯蔵、電力網、原子力発電、地熱発電、水力発電、エネルギー管理、商務およびサービス、ITシステム、環境）を網羅している。これらは特定の分野、事業ラインおよびプロジェクトに特有のものであり、主要なシステムにおける業務のために一体となる。EDFの研究開発部門は、EDFの研究開発部門の実務、ノウハウおよびイノベーションをEDFグループ全体と共有することをその目的としている内部的な研修実施機関である技術移転促進機関（*Institut de Transfert de Technologie*、ITech）を管理している。ITechの研修コースの一部は、他の企業においても開講されている。ITechは、研修コースのカタログ（2017年において提供された130コースのうち、56コースは当グループ外の専門家向けにも開講された。）を作成し、毎年更新している。ITechは、2017年において214,000ユーロの収益をもたらし、またその研修コースを専門学校においても開講している。

研究開発部門は、現在複数の施設において構成されている。3か所はフランスのパリ首都圏に位置しており、6か所は国外に位置している（ドイツ、英国、中国、米国、シンガポールおよびイタリア）。シャトゥー・センターおよびレ・ルナルディエール・センター（フォンテーヌブロー近辺）は、それぞれ451人および552人の従業員を有している。パリ・サクレーにおけるEDFの新たな研究開発センターは、約938人の従業員を有している。約30人の駐在員を含む約230人の調査員がフランス国外で働いている。

以前クラマルに所在していたEDFの中心的研究開発センターがパリ・サクレーのキャンパスのパレゾーに2016年に開設され、以前クラマルに勤務していた従業員は3月から異動した。EDFは、当グループの調査員、博士課程の学生、インターンおよびパートナーを含む最大1,500人を収容することを目的とするかかる新規センターを通じて、研究開発部門に対する新たな熱意を示し、また科学的かつ工業的革新および研究をその優先事項の中心に位置付けている。EDFの新しい実習センターは、研究開発センターに近接しており、2016年9月に開設された。1か所に新たな研究センターと実習センターをまとめることにより、EDFのパリ・サクレー総合研究開発施設が構成される。この戦略的決定は、EDFをパリ・サクレーのキャンパスにおける主要企業として位置付け、近隣に所在している高等教育機関ならびに公立および私立の研究センターとのより活発な協力関係から利益を得ることを可能にする。

さらに、パリ・サクレー大学のその他機関との間で、複数のパートナーシップ契約が締結された。

- ・モノのインターネットおよび電力システムのためのサイバー・セキュリティを専門とする、EDFおよびTelecom Paris Techの共同研究所であるSEIDO。かかる研究所の課題は、相互運用性のある通信エネルギー関連機器（暖房、空調、白物家電および黒物家電、電気自動車等）を活用してエネルギー需要の管理およびエネルギー効率化サービスを展開するための準備とその円滑化に取り組むことによって、システム全体の一体性および（セキュリティや機密性等の）安全性の確保に努めることである。
- ・Supélec工業学校と協同してスマート・グリッドのモデル化およびシミュレーションを行うための共有施設であるライズ・グリッド研究所。
- ・EDF、フランス原子力庁、サントラル・スペレック（*CentraleSupélec*）、パリ・サクレーの高等師範学校（*École normale supérieure Paris-Saclay*）およびフランス国立科学研究センター（CNRS）によって設立され、地震活動が断層線から構造に及ぼす影響のモデル化を行うSEISM研究所。
- ・ジャック・アダマル数学財団が主催する、EDFの研究開発部門による資金援助によって設立された最適化・運用研究のガスパール・モンジュ・プログラム（PGMO）。
- ・2015年6月よりEDFとともにENSTA、CNRSおよびCEA Saclayをまとめている機械科学・産業応用研究所（IMSIA）。
- ・ドーフィネ大学、ENSAEおよび国立理工科大学（*École Polytechnique*）と共同のエネルギー財政市場研究所。

- ・太陽光発電分野における画期的な技術の開発を専門とする、エネルギー移行のための機関（ITE）であるイル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）は、EDF、Total、Air Liquide、Riber、Jobin Yvon、CNRSおよび国立理工科大学（École Polytechnique）によってパートナーシップを編成しており、投資委員会（CGI）によるITE投資の枠組みを通じてフランス政府の支援を受けている。

研究開発部門の有する施設には、CNRSとの2つの連結研究ユニット（機械科学・産業応用研究所（旧産業持続可能構造研究所（LaMSID））および太陽エネルギー研究開発機構（IRDEP））ならびに国際研究開発センター（材料経年化研究所（MAI））がある。

研究を行うために、EDFは、強力かつ認知されているデジタル・シミュレーションへの投資を継続して行っている。同社は最先端の演算コードと業界内でも最高峰の資源を開発している。その現在の処理能力は1,800テラフロップである。

さらに、当グループは独自の実験用資源による恩恵を受けており、かかる実験用資源には化学物質／腐食、不具合および空力音響等を研究するための特定の解析的ループ、部品およびプロセスを中心とするループ、実地試験介入のための資源ならびに材料およびその経年劣化の特性評価専用の資源を含む。最近の主力施設は以下の2つである。

- ・コンセプト・グリッド。ともにスマート・グリッドを構成する革新的ハードウェアおよび「知的能力を有する」システムが実際に電力網に導入される前に、導入の試験および精査を行うことを目的とした縮小された電力網である。コンセプト・グリッドは、需要管理を促進するための情報通信技術の分野における新規の装置および機器の統合に関する研究を行うことによって、送電網の将来の発展に備えるように設計されている。また、電力システムにおける発電資源の性質および電力貯蔵の応用を研究することによって、分散型発電の統合を促進することも意図している。コンセプト・グリッドは、完全な現実世界とはいえない状況において革新が試される従来型の研究所と、上質なサービスに配慮して実験が制限される実際の送電網との間のミッシングリンクを補っている。

- ・VeRcors。二重構造の原子炉格納建造物が経年劣化する過程を研究するための原子炉建屋の1／3スケールモデルの建築。かかるモデルは2016年に完成し、初期実験が行われた。薄型化により、当グループの研究者は、原子炉建屋のコンクリート壁の経年劣化の影響を分析し、予測することが可能となり、またこの種類の構造の強度を経年的に確認することが可能となった。かかるモデルは複数のデジタル・モデルとともに使用され、経年劣化の現象の明確なモデルを作成することができる。

研究開発部門はまた、イノベーションに関して、当グループの「CAP2030」戦略との関連において設定された、当グループのイノベーションの活性化を導き、支援する重要な役割を担っている。

研究開発部門は、かかる目標を達成するために、イノベーション・ハブを通じてイノベーションを支援するサービスを開発し事業開発の新規開拓を模索している。かかるイノベーション・ハブの2つの主要な目的は、以下のとおりである。

- ・当グループ内のイノベーションの価値を支援し、加速させ、また強化すること。「今、革新する」。イノベーションに係るプロセス、成長および起業家精神の実行における各部門および研究開発部門に対する支援を含む。
- ・「未来への起業」基準から脱却するモデルを予測し追求すること。将来、これらの新たなモデルが、新規サービスまたは新しい技術的なソリューションとして当グループの新規事業ラインを構成し得る。

これらのイニシアチブは、特にフランス国内および国際的なエコシステムとの連携ならびに外部パートナーとのネットワーク形成を通じた、オープンかつ協同的なイノベーションに大きく依存している。このネットワーク（スタートアップ、インキュベータ、専攻グループ）は、当グループの課題に立ち向かうために利用される。

2017年の活動は、以下の優先順位に沿ったものであった。

- ・評価プロセスおよび内部イノベーションの保護を統合し、産業化の段階を加速／促進させる目的のアクションを通じて「ビジネスまでの時間」を加速させること。
- ・特に、当グループの事業部門のための付加価値の高いソリューションを提案するSMEパートナーおよびスタートアップを通じた協同イノベーションの発展。EDFの目標は、当グループの事業部門に高付加価値な外部イノベーションを検知し、算定し、提案することである。研究開発部門は、本年中には50超ものデモンストレーション・プロジェクトを実証した。

より一般的に、イノベーションの原動力はパートナーのネットワークに依存している。Paris&CoやNumaのようなインキュベータ／アクセラレータ企業とのパートナーシップが締結されており、EDFはScientipôleおよびIncuballiance associationの一員である。学生企業家（HEC、ESSEC、ESCP等）との枠組み合意が市場研究のためローンチされた。当グループの技術の算定のために国際的な専門家によるネットワークとの契約が交渉中である。

- ・国内外におけるイノベーションの最適化および宣伝。研究開発部門は、外面的にVivapolisのようなイベントであるEDF Pulseコンペの枠組みにおける貢献を通じてイノベーションの価値を創造することに直接的に貢献している。

さらに研究開発部門は、とりわけEDF Nouveaux Businessの経営幹部の起業家精神を通じて、新規事業の発展に貢献している（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）EDF Nouveaux Business」を参照。）。

EDFはまた、CEA Investissementが管理するAmorçage Technologique Investissement（ATI）ファンドの持分も有している。かかるファンドは、エネルギー、環境、マイクロ技術およびナノ技術における技術革新に従事しているフランスの新興企業を対象としている。

最後に、EDFは世界のスタートアップおよびイノベーションへのアクセスを提供するために、フランス、北米および中国のベンチャー・キャピタル・ファンドにおける6件の持分を以下のとおり取得した。

- ・Robolution Capital：2014年3月に立ち上げられた、ロボット工学に特化した基金。
- ・Chrysalix：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化したカナダの基金。
- ・Tsing capital：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化した中国初の基金。
- ・DBL Investors：2008年に設立された米国の基金。
- ・Mc Rock：2015年に立ち上げられた産業用モノのインターネット（IIoT）に特化したカナダのベンチャー・キャピタル企業。
- ・Partech：2017年に立ち上げられた情報通信技術を専門とする環太平洋ベンチャー・キャピタル企業。

## （２） 研究開発部門の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業部門について取り組んでいる。それぞれに対し、EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策または革新的事業および経済モデルを提供し、中長期的な予測に基づく取組みを通じて当グループの長期的な将来像を計画する。EDFの研究開発部門は、EDFが低炭素電力システムを提供する世界的な産業グループとなるための要素の1つである。

EDFの研究開発部門は、商業的な機密情報の保護および配電事業者の独立経営方針の遵守を保証する義務を規定する業務契約に基づき、Enedisに対して電力網の業務を行っている。

エネルギー分野の大きな変化を経て、EDFの研究開発部門の目標は、顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検査、将来の電力システムの準備、ならびに競争力のある低炭素発電構成の強化および開発の3つの戦略手段の観点から明確にすることができる。

また、研究開発部門はこの3つの戦略手段を支援するために情報技術の研究を行っている。この研究は、5つの主要なテーマ（複合システム、大容量データの管理および処理、モノのインターネット、サイバー・セキュリティならびに身体的問題のシミュレーション）によって構成される。

この分野での研究は、以下の二重の目的を有している。

- ・進化したシミュレーション技術による事業部門の業績の改善。
- ・新たな情報通信技術の革新的な使用による事業ラインの新たな機会の創出促進。

### ① 新たな顧客向けエネルギー・サービスの開発およびテスト

エネルギー効率および分散型再生可能エネルギーの開発、法律および技術面（デジタル化）の変化ならびに市場の規制緩和はすべて、エネルギー会社とその顧客との関係に多大な変化をもたらしている。それは、顧客による個人規模および地域全体規模での活発なエネルギー消費およびエネルギー生産を可能にしている。

これに関連して、EDFグループの販売業者および専門子会社が直面している問題は多岐にわたる。

- ・激化する競争状態に適応するため、および規制販売料金終了を予測するための価格帯の変更。
  - ・2012年の熱規制（RT）を引き継ぐ目的で2020年に制定される予定の環境関連規制によって脅かされている自社の市場シェアを維持するために、低炭素発電構成に基づいた建物および輸送における電力使用を展開していく意欲。
  - ・需要の管理。英国のグリーン・ディールおよびフランスの省エネ証書等のスキームにより、供給業者が負うべき義務は増加する。
  - ・スマート・テクノロジーの開発。スマート・メーターの配置、顧客の消費データへのアクセスしやすさおよび接続されている機器の出現により、一般市民は新しいスマート・テクノロジー（遠隔操作およびよりカスタマイズされたサービス等）が可能にする新たなサービスに対して自由にアクセスすることができる。
  - ・行動の変化を伴う顧客の期待の高まりとともに、さらにデジタル化する顧客関係の変化。ただし、この近代化された関係に伴い増加する顧客のエネルギー脆弱性には、当社による適切な対応が必要であり、隠されるべきではない。
  - ・エネルギー移行法およびNOTRe法の枠組みの中で行使される地方社会の権限の拡大。都市計画および公共電力供給の分野では既に活発な地方自治体は、自身の将来的なエネルギー戦略に関してより一層の責任を果たせるようになっている。計画（エコ区域）およびモビリティ（電気自動車）の解釈を組み合わせた持続可能性な地域概念が、地方自治体の政策において重要な構成要素になっている。スマート・テクノロジーの開発および地域社会への権限委譲の共通部分において将来性の高いサービスの新分野が生まれる。
  - ・自家発電および自家消費を通じて、自身の発電における利害関係者になることを要求する顧客の台頭。
  - ・当グループの専門子会社のそれぞれの活動地域におけるパフォーマンスの展開。
- これらの課題に対処するために、EDFの研究開発部門は、以下の3つの優先分野を中心としてその活動を集中させている。
- ・このテーマは、対象となる市場に基づいて以下の3つの各分野において共有される。

- ・エネルギー効率化および低炭素使用：最終的に将来の電力需要を高めるための、電力の新しい利用方法（建物および産業用のヒートポンプ、照明および電気モビリティ）および新たな規制上の枠組みに対応した、すべての顧客セグメントに向けた長期的、効率的なエネルギー・ソリューションの開発のためのイノベーション、ならびに工業および第三次産業に向けた総合的なエネルギー供給およびエネルギー・サービス・ソリューションの開発。かかる活動を行うプログラムは、B2B市場も管理している。
- ・スマート・ホームおよび顧客関係：新情報技術および関連データ処理（消費データおよびインターネット・データ）、すなわちビッグデータ論理の利用を通して商業実績を拡大し、コストを削減するために顧客関係を近代化させる手段およびツールの開発ならびに電力システムの新たな柔軟な要求に対応するためのダイナミックな需要管理を後押しする新価格戦略。すなわち、Linkyメーターおよびスマート・デバイスの機能性によって住宅用市場に向けた下流エネルギー・サービスを開発するためのツールの生産。かかる活動を行うプログラムは、B2C市場も管理している。
- ・エネルギーおよび地域：地域のエネルギー・システムの設計およびモデル作成、ならびにフランスおよび海外の持続可能な街、都市および地域に革新的サービスを提供するためのツールおよび技術の開発。かかる活動の基となるプログラムは、B2G市場も管理している。それは、EDF SAならびにその子会社であるEDF ENR SolaireおよびStore & Forecastに代わる、個人および共同による自家消費ならびに住宅用および第三次分野用の顧客を対象とした供給およびサービス提供を中心とした、様々な予測、最適化および試験ツール開発のためである。研究開発部門は、様々な種類の柔軟性のある需要（需要反応、延期された消費、自家消費、再生可能エネルギーならびに地域レベルでのエネルギー計画および管理）を集約したのに対する新しい経済モデルの検証を行っている。

例えば、電気モビリティ、ヒートポンプおよびより経済的な建物等、電力の新しい利用方法の開発が進められた。研究開発部門は、工業用地において顧客プロセスにより発生する廃熱の回収を可能にする工業用高温ヒートポンプのプロトタイプの実験装置を立ち上げた。第三次分野、商業分野および住宅分野のヒートポンプの費用を最終的に削減することに繋がる設備製造業者との共同開発イニシアチブが立ち上がっている。最後に、暖房に利用される電力のスマート・エネルギー管理（特に住宅用ヒートポンプ）についてのイノベーションおよび革新的な管理モードと互換性を持たせるための貯蔵タンクの近代化（太陽光エネルギーのオフピーク時間等）が行われた。さらに、産業用の電力網を運営する際の安全性に関する業務が強化され、またCitelumに向けたソリューションの開発を支援するためのスマート・ライティングに係る特定のプロジェクトが開始した。これらの活動は、政府により開始された「ファクトリー・オブ・ザ・フューチャー」イニシアチブにおいて概説されている目標に基づく、スマート・ファクトリーに向けたEDFグループの様々なサービスを生み出す幅広いプロジェクトの一環である。

顧客関係に関連して、EDFは、住宅用顧客が2つの請求書を受領する間に自己の電力消費量およびその予算的影響を認識することができるように、季節別の電力消費量および過去の消費量等の個々の特徴を考慮することによって消費者の請求額を見積もることができるスマートフォンおよびコンピューター向けのアプリケーションを含む、スマート・メーターとの互換性を有する一連のプロトタイプを設計し、開発した。EDFの研究開発部門はまた、例えば、個別の顧客関係サービスや方法を設計することにより、エネルギー脆弱性に立ち向かう研究も進めている。研究開発部門はこの度、電力供給、サーモスタットに接続された電力による加熱の管理および顧客とのデジタル・インターフェースを組み合わせ、EDFの新たな子会社に対する新たなエネルギー・サービスの提供の開発を継続した。

2017年にはさらに、特定のチャット・ボット（音声交換装置）において人工知能に紐づけされた技術を採用した、新たな顧客インターフェイスを開始した。

持続可能な地域において、（例えば、輸送、廃棄物の処理、建物、発電および電力網のための）インフラおよびインフラ管理の最適化を模索し、持続可能な「スマート・シティ」となることを希望している都市の要求に応えるため、研究開発部門は、ニース都心部について実施された研究等、フランスのEDFの販売員のために都市工学資源を開発している。研究開発部門は、ローカル・エネルギー・パイロット理念を中心として構造化された業務を特に支援していた。研究開発部門は、都市計画に関する意思決定支援ツールを開発するためのシンガポールとのパートナーシップを更新した。

これらのツールでもって、シンガポール当局との連携は、建物およびその空調システムのエネルギー効率化に加えて、家庭廃棄物の回収を対象としている。また、これには建物一体型の太陽光発電、屋上緑化および地域での水の再利用等に関連する課題対処の可能性を含む。かかるモデル化は、建物や近隣レベルで革新的な3次元可視化ツールと併用され、例えば計画決定が温室効果ガス排出量等に及ぼす影響について研究することを可能にする。この経験により、今やリヨンにおけるガーランド近隣のリヨン都市圏のための新規プロジェクトを展開することが可能になり、7つのエネルギー管理モジュールの適時な配電を十分に享受することができる結果となった。

電気モビリティもまた持続可能な都市の重要な側面である。電気輸送は、移動方法の基本的変換の可能性を広げる。蓄電池は電気輸送の主要な技術である。この分野における研究開発部門の活動は、第一に電池の安全性およびパフォーマンスを実験室で明らかにすること、第二に、電池寿命および／またはコストを大幅に改善する可能性のある画期的技術の導入を含む。研究開発部門はまた、もともと電気自動車に使用されていた電池を（再生可能エネルギー、システム・サービス等と組み合わせ

て) 再利用するための据置型アプリケーションについても検討している。研究開発部門は、長期的に、電解槽および充電スタンドを含むモビリティならびに重量物輸送および軽量自動車のための燃料電池に使用される水素 (H<sub>2</sub>) 技術についても同様のアプローチを採用する。

より一般的に、研究開発部門の電気自動車 (EV) 分野および充電式ハイブリッド自動車 (RHV) 分野における活動目標は、以下のとおりであり、特に、輸送大手 (ルノー、PSA、RATPおよびSNCF等) とのパートナーシップを通じて行っている。

- ・この新しい利用方法の開発をサポート (初期実験の監視、標準化、マーケット・バリアを取り除くイノベーション (無線充電)) すること。
- ・電力システムへの統合 (スマート充電、充電スタンドの規模および設置場所の決定) を管理すること。
- ・モビリティ・サービス資源 (車両管理のプラットフォーム、充電スタンド運営のためのソフトウェア、住宅用顧客のためのスマート充電スタンドおよびモビリティについて地方自治体にアドバイスを行うための資源) を開発すること。
- ・自動車から送電網 (V2G) モデルおよび自動車から住宅 (V2H) モデルの研究を行い、電気自動車の地域のエネルギー・システムへの統合を準備すること。

特に主要な輸送事業会社 (Renault、PSA、トヨタ、三菱自動車等) とのパートナーシップを通じたもの。

スマート・シティ、スマート・ビルディングおよびスマート・ファクトリーに関して行われたすべての研究が、専門子会社に向けた冷暖房ネットワークの設計および運営のための特定のツールの開発を含む、地域のエネルギー・システムに関して行われた業務を強化した。

## ② 将来的な電力システムの整備

欧州における低炭素経済へのエネルギー移行は、主として電力システムの炭素排出量の削減に関するものである。これは、電力システムの新たな課題に対処することを含む。

- ・再生可能エネルギーを利用する断続的な発電源を管理し、電力システムにおいてかかる発電源の導入に対する制限を緩和すること。
- ・発電構成および送電網の要件の最適化により電力の新しい利用方法を統合すること。
- ・欧州において送電網のインフラを開発し、電力料金を最適化すること。
- ・より大規模なエネルギー管理システムに統合することにより、分散型エネルギー・システム (需要管理、分散型発電および貯蔵等) を最適化すること。
- ・利用パターンおよび新たな発電源を考慮するために、パワーエレクトロニクスの利用増加の状況における慣性の減少に対処することを目的として、電力システムの調整に適応すること。
- ・より全般的には、公益および電力の競争力を考慮し、顧客に対する請求を大幅に増加させることなく、また電力システムの質および信頼性を保ちつつ、発電所および貯蔵施設、電力網インフラならびにエネルギー効率化およびグリーンエネルギーのためのソリューションへの投資を最適化することである。

スマート・グリッドとしても知られるより高度な知的能力を有する電力システムに移行する傾向は、欧州における低炭素エネルギー経済への移行において極めて重要なポイントの1つである。かかる傾向は、技術的、経済的および規制上の課題のみならず、再生可能エネルギーおよび新しい利用方法の統合に加えて、異なる送電網利用者に関する情報の管理および費用抑制の必要性に関連する課題も提起する。

研究開発部門の業務は、3つの主要な分野に分かれている。

1つ目の業務分野は、エネルギー移行および分散型エネルギー・システムの出現が電力システムの開発および管理に及ぼす影響を予測することを目的とする。

- ・エネルギー移行の業務は、基礎需要の変化、供給途絶の可能性、エネルギー構成の選択およびエネルギー移行のシナリオを実行するための条件 (資金調達、技術およびインフラ) の概要を作成する。
- ・市場設計および地域のエネルギー市場の創設に関する業務は、分散型エネルギー・システムの出現に関連する、電力およびガス市場に対する将来の基本原則の規定に貢献する。

2つ目の業務分野は、電力網のパフォーマンスを改善することを目的とする。

- ・研究開発部門は、配電網資産の管理の改善に取り組んでいる。部品の耐用年数に関する研究が行われている。予測管理手法もテストされている。これらは、維持管理周期および機器故障の早期検知を目的として、部品の性質ならびにデータおよび画像処理手法の詳細な知識を組み合わせで行われている。
- ・2017年に研究開発部門は、指揮管理ならびにネットワーク管理システムおよび分散資源の新しい時代のための、産業化の前段階に突入した。ダイナミックかつ集中的なサイバー・セキュリティ管理ツール、管理ターミナルおよび新たなスマート・ツールなどの第一の構成要素が、当グループの企業および子会社の産業システムに統合されることを視野に導入される。

・研究開発部門の業務の別の焦点は、大型の代替共時的電力システムのハイブリッド化に関して再生可能エネルギーを組み込む直接的な電流の開発による影響に当てられており、断続的な再生可能エネルギーの採用の増加により、この開発が電力システムの基礎的な技術の力学および経済の力学を大いに覆す可能性について認識されている。

3つ目の業務分野は、断続的な再生可能エネルギーおよびエネルギー貯蔵や電気自動車の充電インフラなどの新たな供給資源の統合を通じた電力システムのスマート・グリッドへの移行の管理を目的とする。

- ・研究開発部門の業務は、欧州の相互接続システムにおける断続的な再生可能エネルギーの高い割合を統合するソリューションを開発する、欧州H2020共同開発プログラムの一部である。2017年においてEDFの研究開発部門は、Plan4Resプロジェクトの範疇でEirgridなどその他32の欧州パートナーとのパートナーシップを通じ、欧州レベルで柔軟性ロードマップ構築を目標とするEU-SysFlexプロジェクトに顕著に関与した。これは、欧州のエネルギー・システムの調整および統合のため、また、欧州電力市場における一般配電網事業者とのデータ取引の調整のためのプロジェクトであるTDX-ASSISTにおいて、様々なツールや手法を開発することを目的としている。
- ・研究開発部門は、分散型発電が利用される場合について、新しい配電網の調整機能の開発および試験を行っている。この革新的な調整方法は、送電網の状態の予測に基づき、分散型発電資源が使用される場合でも高圧送電網の電圧を契約の範囲内に維持することを可能にする。
- ・研究開発部門は、断続的な再生可能エネルギーの消費および生産を予測するための先進的ツールを開発している。同部門はまた、電力システム管理の気象上のベンチマークを開発するために、気象予報機関と協力して取り組んでいる。さらに、エネルギー損失予測および異なる地理的レベルにおける監査を改善するツールを開発している。
- ・研究開発部門では、断続的な再生可能エネルギー発電の下でのネットワーク予測管理ツール開発の業務も続けている。予測管理は、電力フロー調整、再生可能エネルギー導入により増加した発電量、ならびに送電網上の施設の不便さなどの予測を可能にしている。HVA送電網のために発達した機能は、現在低圧送電網においても活用されている。
- ・研究開発部門は、Enedisによって開発されたLinkyメーターの展開に対して支援を提供している。さらに同部門は、電力市場における新たな活動パターンおよび新規規制を統合する計測システムの開発を調査している。
- ・研究開発部門はまた、Linkyのインフラを基に、電力使用の調整システムの試験を行っている。特にこれらの実験は、負荷管理ならびに、電気自動車、分散型貯蔵施設および自家消費ソリューションなどの新たなタイプの柔軟性の実現可能性を表すことを可能にする。
- ・研究開発部門は、小規模送電網における分散化された再生可能資源の最適統合に向けて作業しており、その目的は地域の低炭素電力構成への移行を推進することにある。EDF SEIによる複数のマイクロ送電網のプロトタイプが、EDFの研究開発部門の支援を得て島部配電網に成功裏に実行された。これにより、再生可能エネルギーおよび貯蔵施設の既存の発電手段との相互作用が可能となる。とりわけこれらの作業は、管理システムの最適化、島部操業モードの試運転、ならびに相互接続送電網および地域送電網との補完的な関係性におけるマイクロ送電網の機能的な貢献に関する分析に関連している。
- ・さらに研究開発部門は、発電および消費のポートフォリオの管理に対する革新的なソリューションならびにその関連するリスクについて取り組んでいる。かかる取組みは、新たな発電方法および／またはエネルギー・システムの新たな分散管理方法の開発結果を予測すること、ならびに分散型エネルギー・システムの全体的な柔軟性（発電、供給業者およびエネルギー市場）の地域的な柔軟性との統合に関連する重要な課題を審査することである。

2つ目および3つ目の分野におけるEnedisの利益に関する業務は、EDFの研究開発部門およびEnedisの研究開発部門により締結された業務契約に基づき行われている。

これらの新しい課題に対する解決策を見つけ出すために、フランスおよび欧州において、共同の取組みとしていくつかのスマート電力のプロトタイプが開発された。研究開発部門は、かかる開発に対して著しく貢献した。2017年におけるこれらのプロトタイプを通じた経験により、当該目的のための手段に集中することおよび開発されるべきソリューション（事業モデル、市場構造およびエネルギー規制）の優先順位を決めることが課題として浮かび上がった。またこれらのプロジェクトは、未来の電力システムにおいて要求される柔軟性に設備を対応させるために、電力分野全体および「新情報通信技術」分野とともに評価および革新する機会を提供している。

電力システムにおける研究は、広範囲に及ぶ研究施設を利用する。

- ・実施が予定されているあらゆる電力機器に対する非常に幅広い認定テストや調査テスト（高圧、機器および気候への耐久性、誘電体、高圧長期経年化）を可能にする、高圧電力の試験用の研究所。高圧電力試験用の研究所は、2017年における主要な修復プログラムの恩恵を受けた。
- ・システム管理試験施設、通信機器および通信システム、メーター設備、電線通信、ならびに電気自動車のスマート充電。
- ・コンセプト・グリッドの試験施設。コンセプト・グリッドは、スケールを縮小した電力網であり、ともにスマート・グリッドを構成する革新的なハードウェアおよび「インテリジェント」システムの設置の試験および検査を実際の電力網で使用前に行うことをその目的とする。



### ③ 競争力のある低炭素発電構成の強化および開発

原子力発電、水力発電および化石燃料火力発電において、EDFの研究開発部門は、発電資源の安全性を向上させる手段や方法、その耐用年数を最適化させる手段や方法ならびに発電実績および環境への影響を改善する手段や方法の開発を行っている。3つの優先目標がある（当グループの原子力発電の優位性を長期的に持続させること、コストを削減しながら再生可能エネルギーを開発することならびに当社の発電所の環境適合性を改善しつつ、電力システムに使用される再生可能エネルギーを増加させること。）。

当グループの原子力発電の優位性を長期的に確保するために、研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取り組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取り組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。例えば、2017年に研究開発部門は、ルナルディエール研究開発センターに位置するVeRcorsコンクリート製原子炉格納モデルにおいて実験を行った。かかるVeRcorsモデルは、1,300MW原子炉建屋を模した3分の1スケールの二重コンクリート構造原子炉格納建造物である。2017年3月に行われた格納実験の結果は、この原子炉格納建造物のデジタル・ツインの強化に使用されており、コンクリートの経年劣化、ひいては建造物の運用年数の予測を課題としている。格納実験は毎年予定されており、5回（VeRcorsの壁の厚みが実際の格納施設よりも3分の1の強度であることを考慮している。）の実験を経ることにより、デジタル・ツインは、合理的な裏付けをもって40年の耐用年数を超える建造物の経年劣化に関する予測が可能になる。

さらに、原子力分野における活動は、燃料サイクルに関連した事柄にも関係している。これは、新規の発電所（とりわけ第4世代の発電所および小型モジュラー炉（SMR））の設計を含む。

また、研究開発部門の活動は、設備の環境に及ぼす影響についての認識の向上および管理の改善に寄与すると同時に、産業用設備における環境リスクに対してより注意が払われることの確保に寄与する。例えば、研究開発部門は、気候変動および自然物理学的な変化による将来の水資源の利用可能性の変化について研究を行っている。研究開発部門の研究はまた、発電所において（放熱板の利用可能性、電力調整範囲および配置の最適化等に関して）生じ得るリスクおよび生じ得る結果に関する理解に貢献している。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・シミュレーション・ツールおよび実験用のテスト・ツールならびに著しく増大するデジタル・データ、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術により生じる新たな課題に対処する能力を備えた手段を開発している。2017年にEDFは、サクレーにおいて、維持管理における新しい構想を実験するConnexLabを創設した。ConnexLabは、AREVA NP（現Framatome）、CEA、設備製造業者、維持管理会社およびデジタル・モデル供給業者と共同で行う、原子力事業のデジタル移行イニシアチブの一環である。

欧州における他の原子力発電分野の大手事業者とともに、EDFの研究開発部門は2012年3月に、欧州の持続可能な原子力技術プラットフォーム（SNETP）の一部となる、欧州における第2世代および第3世代原子力システムに関する研究開発の唯一の協力的な枠組みを構築することを目的とする国際的な非営利協会であるNUGENIAを設立した。かかる組織には2017年現在、事業者、研究機関および安全当局等から25か国111人のメンバーが集結している。EDFはこの組織の会長を務めており、安全性およびリスク分析、過酷事故、炉心の稼働、機器の整合性および老朽化、燃料、廃棄物および廃炉、「革新的な第3世代の設計」、ならびに非破壊的な管理および実験に加えて実務（主に安全性において）の調和等に関する組織の枠組みを超えた課題に関して、メンバー間または国家の研究開発プログラムとの間のシナジーの発生および共同プロジェクトを促進している。

2番目の優先事項は、再生可能エネルギーの開発を支援することである。再生可能エネルギーは欧州および世界中のエネルギーの展望においてともにますます重要な役割を果たしており、EDFは既にこの分野における重要な参加者であり、この分野における立場をさらに強化したいと考えている。

再生可能エネルギー、貯蔵および水素に関する研究開発部門の目標は、産学連携して、有意な競争優位性を提供する技術的な進歩を確認し、最も有望な技術の産業的な生成を促進することである。EDFは、水力発電、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、熱力学的太陽光発電、バイオマス、海洋エネルギーおよび地熱発電、電気化学バッテリー、フライホイール、フローセル、電解槽、燃料電池（水素）など、幅広く再生可能エネルギーおよび貯蔵ソリューションに関する研究を行っている。

研究開発部門は、パフォーマンスを向上させる方法および手段の開発およびEDFグループの再生可能エネルギーおよび貯蔵を基礎にした発電システムのプロジェクト費用の最適化についても取り組んでおり、複数の目標を掲げている。

- ・投資リスクを軽減することで、フランス国内および英国におけるEDF ENによる着床式風力発電プロジェクトおよび浮体式洋上風力発電プロジェクトの成功に貢献すること。例えば、EDFの研究開発部門は、当グループの洋上風力発電プロジェクトに対して（とりわけ、タービン・システムおよび基礎の設計、タービンの認定、発電審査方法に関する専門知識について）、不確実性を特定することによりその専門性を提供している。また、研究開発部門は、浮体式洋上風力発電の技術を研究し、将来への準備を進めている。
- ・EDFグループのPVおよび風力発電所プロジェクトの競争力を高めること。それは、業績の改善（予測管理）を通じて、またPVおよび風力発電所の耐用年数が延長されたこと、特に大規模風力タービンを伴ったデモ・プロジェクトを通じたイノベーションによりもたらされるパフォーマンス認定を通じて達成され、潮汐発電による電力削減の可能性を提示する目的もある。

- ・EDFグループが新規市場にアクセスしやすくすること。特にCSPベンチマークとなり、送電網からの供給なしに自家消費を可能にする「*Mon soleil et moi*」の展開を成功させること。
- ・パフォーマンスの向上。例えば、研究開発部門は、陸上発電所のパフォーマンス分析ツールの開発に携わっており、EDF ENのパフォーマンスを向上させるために複数の側面（発電の効率化、維持、耐用、システム・サービス）を協同で統合する、効率的な管理システムを通じて電力市場における風力発電の発電量を増加させるソリューションを検証している。さらにEDFの研究開発部門は、事業の業績を改善するために新たな事業分野（仮想・拡張現実、3Dプリンター、電波障害等）の貢献度を分析し、検証する。
- ・電力システムに対する技術的影響および経済的影響の管理ならびに再生可能エネルギーの取込みにおける電力システムのバランスの確保。この活動は電力網に再生可能エネルギーを組み入れる方法の明確化に関するものである。これには変動する断続的な再生可能エネルギーを統合するための異なるソリューションの分析ならびに貯蔵、スーパー・グリッド、スマート・グリッドおよび需要管理等の大規模なシステムへ統合するための制限および費用の評価を含む。
- ・電力貯蔵体の分野においてEDFが顧客に提供する可能性のあるサービスを考案し、投資および維持費を最適化するための計画的利用に基づき、より良い貯蔵／再生可能エネルギー／コンバータ商品を開発すること。
- ・再生可能エネルギーおよび貯蔵の分野において、今後主要な躍進（技術またはビジネス・モデル）が生じることを予想し、それに貢献し、その評価を行うこと。
- ・部門間の内部および外部イノベーションの展開を促進すること。

2017年において研究開発部門は、再生可能エネルギーおよび貯蔵に関する共同研究プロジェクトである欧州H2020における関与を強めた。それらは、人口知能技術の恩恵を受ける洋上風力発電所の維持管理戦略の最適化を目的とするプロジェクトROMEO、Scot Renewable浮体式潮汐タービンの産業化に関する機能分析を支援し遂行するプロジェクトFLOTEC、ハイブリッド貯蔵を統合する建造物のエネルギー・システムを最適化するためのプロジェクトSCORE、建造物における火力発電貯蔵への技術的・経済的利益を研究するプロジェクトCREATE、ならびにフランスにおけるThémisプラットフォーム上に高温太陽光発電集光型太陽熱発電（CSP）プロトタイプを開発しているプロジェクトNext-CSPである。

3番目の優先事項は、当社の発電所の環境適合性を改善することである。気候変動、生物多様性の著しい減少および地球上の限られた資源は、低炭素エネルギー構成についての当社の選択を合理化する。研究開発部門の取組みの目標は以下のとおりである。

- ・科学および技術的な専門知識を通じて、環境に関する規制が重要な課題に対応できるよう実施され、変化していく方法に貢献すること。
- ・当社の発電所が経済的に許容できる費用で、利用可能な最良の技術に比肩することを正当化することおよび新たなプロジェクトにおいてこれらの利用可能な最良の技術を活用すること。
- ・当社の地上および水域の環境に及ぼす影響を認識し、管理すること、当社の改善計画を活用することならびに当社の副産物を制限し、強化すること。
- ・例えば、将来の気候変動を踏まえて発電所の放熱板の頑健性についてより理解することにより、気候変動の新たな進行の予測および対処法を知ること。
- ・地域の利害関係者に関して当社の積極的な行動によるてこ入れに貢献すること。

### （3） 国際的な関係およびパートナーシップ

研究開発プログラムの実施のために、EDFの研究開発部門は、世界中で多数のパートナーシップを展開しており、その目的は、EDFの課題の中核となる分野での世界最高レベルの専門知識を維持することおよび国内分野の膨大なスキルを補完することである。

研究開発部門のパートナーシップ方針は国内的にも国際的にも様々な方法で具体化されている。

フランスにおいて、過去数年間にわたって研究開発部門は学術的なパートナーおよび技術センターまたは産業センターと約15の共同研究所を設置した。研究開発部門は、これらのパートナーやセンターとともに複数の国内機関が資金提供する共同研究プロジェクトに参加している。各共同研究所は、すべてのパートナーに対して価値、専門性および知識を付与することを目的として、共通の科学および技術問題に为中心的に扱う共同チームを結成する機会であり、これによって共同プロジェクトへの参加に関し大変有利となる。研究開発部門はまた、いくつかの特別目標を定めた教授職および研究職を支援している。

原子力研究開発の分野については、CEA、EDFおよびArevaとの間の三者間契約が2014年初頭に締結され、2017年に更新された（AREVAがFramatomeに替わった。）。この新しい「機関」契約は、パートナー間の研究開発プログラムの協調性を高めることおよび詳細な目標（特に産業的な目標）を基準にしたプログラムを確立することを目的としており、実際には以下を伴うものである。

- ・プログラムの監視および協調を担当する三者間プログラム・チーム（*équipe programme tripartite*、EPT）を設置すること。かかるチームは各パートナーにつき4人のメンバーを有し、合計12人のメンバーで構成される。



- ・プログラムを、EPTにより監視されるプロジェクト単位にまとめること。
- ・これらのプログラムを既存の共同研究所へ導入すること。

同時に、CEA、IRSNおよびEDFとの間の研究開発に関する三者間契約について2014年に検討が行われ、これによりAreva NP（現Framatome）を含む四者間契約が締結され、「機関」政策による協調拡大が推進された。

研究開発部門はまた、フランスの「将来への投資」イニシアチブの一環として導入された、エネルギー移行機関（*Instituts de la transition énergétique*、ITE）に関与している。

- ・イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）：EDFはかかる機関を設立した企業の1つであり、かかる機関は、市場において競争力のある太陽光エネルギーの画期的な技術の開発を目的としている。最終的にかかる機関は、サクレーにおける最先端の機器を扱うために様々なパートナーから出向する約150人の研究者を統括する予定である。IPVFを収容する新しい建物は2017年秋に完成した。床面積約8,000平方メートルを有し、第三の空間および研究所を組み合わせた当該建物群は、パリのサクレー・キャンパスにあるEDFの研究開発センターのほど近くに位置している。2017年12月にチームが配属され、研究が開始された。
- ・フランス海洋エネルギー：海洋エネルギーおよび洋上風力発電を専門に扱う機関である。
- ・スーパー・グリッド：遠隔地における再生可能エネルギー発電所を連結する大規模な送電網の取扱いを中心とする機関である。
- ・ヴェデコム：電気モビリティを扱う機関である。
- ・エフィカシティー：エネルギー効率化および持続可能な都市を扱う機関である。
- ・INEF4：建築物修復および持続可能な建設を扱う機関である。

EDFはまた、発電所の運用、敷地造成および設計を簡素化するために、原子力部門の当事者同士を、デジタル技術を通じて繋げることを目的とした研究開発部門のプロジェクトであるConnexITyの立役者となった。それに対応するために、新しい研究所ConnexLabが2017年11月パリ・サクレーのEDFの研究開発センターに開設した。

EDFはまた原子力のNugeniaおよび貯蔵のEASE等、欧州連合の水準で認識されている複数の欧州の団体の創立メンバーである。

2000年代初頭から、EDFはカールスルーエ工科大学（KIT）と協力して、ドイツに研究センター（EIFER）を所有している。かかるセンターは主に分散型発電（燃料電池や水素）、持続可能な都市および地域、地熱エネルギーならびにバイオ燃料に専念している。かかるセンターは、水素関連の課題およびEnergieWendeの枠組みの中でドイツにおいて発達している技術およびビジネス・モデルのイノベーションへの重視を強化するために近年再編された。水素分野において2017年は、日本の研究センターCRIEPIとEIFERおよびEdisonの研究開発センターとの間の連携が強化された年であった。EIFERセンターはさらに、その多種多様なサービスから革新的なソリューションを提示することを通じて、商業子会社であるEDF Deutschlandのドイツ市場における販売およびマーケティング開発プロジェクトを支援している。

2010年以降、英国、中国、シンガポール、米国およびイタリアにおける複数のセンターに関連して、研究活動は国際的に拡大された。

英国のセンターは、英国の生態系研究における当グループの立場を強固なものにしており、特に再生可能分野においてはストラスクライド大学、マンチェスター大学、インペリアル大学、国立原子力研究所（NNL）、および原子力エネルギー分野においてはブリストル大学を通じて関与している。2012年に、かかる研究センターは、独立法人であるEDF Energy R&D UK Centre Ltd.となり、EDF Energyの子会社である。かかる法人の新たな地位は、当グループの開発戦略に沿っており、英国におけるEDFの存在感および研究能力を拡大した。したがって、かかるセンターは、既存の原子力分野（AGR原子炉の耐用年数の延長、廃炉）においてか、HPCプロジェクトの支援のためにブリストルに設置するアンテナに関する新しいプロジェクトにおいてであるかにかかわらず、EDF Energyの事業ユニットの活動に対して直接的な支援を提供している。かかるセンターは常時総動員されており、フランス内外にける当グループ全体のプロジェクトのレファレンス・センターであり、顧客のデジタル・ソリューションおよび洋上風力発電所プロジェクトの対応に当たっている。

北京センターは、スマート・グリッドまたは原子力施設の中国国内の大規模なデモ用プロジェクトに参画する際には資産となる（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」を参照。）。かかるセンターは2017年に、EDF Chinaの「Go 2020」戦略計画に則ってEDF Chinaの事業ユニットを直接的に支援するために再編された。したがって、持続可能な都市、ならびに広く電力、暖房および冷房ネットワークを組み合わせる地域の複数のエネルギー・プロジェクトを支えている。かかるセンターはさらに、中国において創設された新規の再生可能エネルギー開発事業を支援しており、同センターは中国科学院電工研究所と開始した、八達嶺における熱力学的太陽光発電技術を専門とする試験施設において行われる研究および革新に関する協力を継続する。最後に、かかるセンターは、電力網および特に電力網における再生可能エネルギーの統合に関する課題の分野において、電力配電網事業者であるState Gridの中国電力研究所（CEPRI）との広範なパートナーシップを構築した。

イタリアのEdison研究開発チームの主な目標は、EDFグループ全体のガス研究プログラムの調整を行うことである。かかるセンターは、Edisonの事業展開の目標を支援するために、競争重視の市場において新規顧客サービスを開発する観点で同じ課題

に直面している事業ユニットを抱えるフランス国内および英国の研究開発チームと協同で、デジタル顧客ソリューションおよび「コネクテッド・ホーム」の分野におけるプログラムを開発した。この事業は、2015年にこれらの課題に対処するために設立されたEdisonおよびトリノ大学の共同研究所に頼っている。上述のようにEdisonの研究開発センターは水素部分野における研究事業に積極的に関与している。

米国の研究開発部門およびイノベーション分野は、世界的に最大規模かつ最も好調な分野の1つである。EDFはこの数年間に米国内におけるEDFの開発を支援し、当グループ内での革新に貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門およびイノベーションチームを立ち上げた。EDFのイノベーション研究所の事業分野には、とりわけ技術的、デジタル的および規制上の傾向の分析ならびに分散型エネルギー資源およびマイクロ・グリッドに関連した米国内における当グループの新しい事業モデルの評価を含む。EDFのイノベーション研究所は、カリフォルニア州の企業のOGEとともに、特定のアフリカの国々に対する「送電網非接続型」電力へのアクセスの販売を行う、EDFの国際管理部門を支援してきた。2017年以降、EDFのイノベーション研究所は、電気モビリティおよびマイクロ・グリッドの革新的なデモ・プロジェクトに参加している。EDFのイノベーション研究所はまた、優秀な機関であるEPRI、MITおよびカリフォルニア大学バークレー校等とEDFが展開した長期にわたるパートナーシップにも貢献した。さらにはスタンフォード大学とパートナーシップ・イニシアチブを最近開始したばかりである。

主に持続可能な都市に関する当グループのノウハウの発展および活用を支援し、上記の様々なソリューションをシンガポールの都市計画機関に対して販売するために、シンガポールにおけるEDFの研究所が2014年初頭に設立された。EDFが都市住宅の大手不動産デベロッパーであるシンガポール住宅開発庁との間で2017年11月に締結した「シティ・オブ・ザ・フューチャー」契約の枠組みの中で、EDFは革新的な3次元都市モデリング・ツールの、ヒートアイランド現象と交通の便を調和させる新しいモジュールの強化に尽力した。2017年は、現在ディーゼル発電機を電源とする南東アジア地域における隔離されているかまたは接続されていない地域のコスト効率の良いマイクロ・グリッドの分野での新しい業務発展において節目の年であった。2017年10月半ば、かかるセンターは、研究目的で、シンガポール領の島であるセマカウ島における革新的でコスト効率の良いマイクロ・グリッドの開発、建設および運用に関する契約をNTU大学との間で締結した。

#### (4) 知的財産政策

知的財産権は、EDFグループの技術およびノウハウを競争から保護する上で、またライセンス契約を通じたこれらの資産の活用において主要な役割を担う。

EDFは、技術革新能力および技術的専門知識を最大限に活用するために、産業財産ポートフォリオを強化したいと考えている。かかるポートフォリオは、特許、登録済みのソフトウェアおよび形式化された専門知識によって構成されている。

#### 特許

2017年末現在において、EDFのポートフォリオには、604の特許権を有するイノベーションが存在し、フランスおよび国外において、1,855件の所有権によって保護されている。

特許ポートフォリオの強化は、優先事項である。それにより、研究開発部門の協力を促進すること、EDFの事業の展開を保護すること、当グループの外部イメージに貢献すること、研究者の動機付けを強化することおよび発明の価値をさらに向上させることを目的としている。

EDFは、2017年に64件の特許申請を行った（2016年は63件）（Enedisも3件の特許申請を行った。）。

#### 商標

「EDF」は、90か国超で登録されている商標である。当グループの名称はそのイメージおよび地位を表す必要不可欠な部分であり、したがって、EDFのブランド、インターネット・ドメイン名およびロゴは、当グループのイメージを脅かすあらゆる不正使用から保護するために常時監視されている。さらに、「EDF」ブランドの強化に続いて、当社は「EDF」ブランドを使用する子会社との間で締結するブランドライセンス契約を締結した。

また、当グループは、とりわけその多様な子会社の事業に関連する、その他の多数の商標を登録している。

2017年末現在、EDFグループのブランドポートフォリオには、約456の名称が存在し、1,280超の知的財産権によって保護されている。

### 7【財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

#### (1) 主要なデータ

国際的な会計基準の採用に関する2002年7月19日付欧州規則第1606/2002号に準拠して、EDFグループの2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類は、IASB（国際会計基準審議会）により公表され、欧州連合により2017年12月31日現在において適

用することを承認されている国際的な会計基準に基づき作成されている。これらの国際的な基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）およびSICとIFRICの解釈指針である。

当グループの会計方針は、2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記1に記載されている。

本書中の数値は、EDFグループの2017年12月31日現在の連結財務書類から抜粋している。

当グループの2017年の主要な数値は、以下の表のとおりである。

#### 連結損益計算書からの抜粋

| (単位：百万ユーロ)                     | 2017年  | 2016年  | 変動     | 変動率(%) | 本業の成長率<br>(%) |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| 売上高                            | 69,632 | 71,203 | △1,571 | -2.2   | -1.0          |
| 減価償却費および償却費控除前営業利益<br>(EBITDA) | 13,742 | 16,414 | △2,672 | -16.3  | -14.8         |
| 営業利益 (EBIT)                    | 5,637  | 7,514  | △1,877 | -25.0  | -23.2         |
| 連結会社の税引前利益                     | 3,401  | 4,181  | △780   | -18.7  | -15.5         |
| EDFの純利益                        | 3,173  | 2,851  | 322    | +11.3  | +13.7         |
| 経常外項目を除く純利益 <sup>(1)</sup>     | 2,820  | 4,085  | △1,265 | -31.0  | -29.3         |

(1) 経常外項目を除く純利益は、IFRSに定義されていないため、連結損益計算書に直接的に表示されない。経常外項目を除く純利益は、経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額（税引後）を除く純利益（「第3 7（4）⑨経常外項目を除く純利益」を参照。）に相当する。

## EDFの純利益から経常外項目を除く純利益まで

| (単位：百万ユーロ)                                                  | 2017年        | 2016年        |
|-------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| EDFの純利益                                                     | 3,173        | 2,851        |
| 当グループのCTE <sup>(1)</sup> に対する投資の49.9%の売却による利益               | △1,289       | -            |
| その他の項目（トレーディング業務以外のエネルギーおよび<br>コモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額を含む。） | △94          | 233          |
| 減損                                                          | 1,030        | 1,001        |
| <b>経常外項目を除く純利益</b>                                          | <b>2,820</b> | <b>4,085</b> |
| 永久劣後債の持参人に対する支払額                                            | △565         | △582         |
| <b>ハイブリッド債に係る支払調整後の経常外項目を除く純利益</b>                          | <b>2,255</b> | <b>3,503</b> |

(1) RTE（フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。）の株式の100%を保有する会社である。

## 連結貸借対照表からの抜粋

| (単位：百万ユーロ)                                      | 2017年12月31日    | 2016年12月31日          |
|-------------------------------------------------|----------------|----------------------|
| 非流動資産                                           | 156,899        | 147,626              |
| 棚卸資産および営業債権                                     | 37,549         | 37,397               |
| その他の資産                                          | 63,649         | 66,238               |
| 現金および現金同等物、その他の流動性の高い資産ならびに<br>ジョイント・ベンチャーへの貸付金 | 22,655         | 25,159               |
| 売却目的保有資産                                        | -              | 5,220 <sup>(1)</sup> |
| <b>資産合計</b>                                     | <b>280,752</b> | <b>281,640</b>       |
| 自己資本（EDF持分）                                     | 41,357         | 34,438               |
| 自己資本（非支配持分）                                     | 7,341          | 6,924                |
| 特別委譲資産                                          | 46,323         | 45,692               |
| 引当金                                             | 76,857         | 74,966               |
| 借入金およびその他の金融負債                                  | 55,670         | 61,230               |
| その他の負債                                          | 53,204         | 56,281               |
| 売却目的保有に分類された資産に関連する負債                           | -              | 2,109 <sup>(2)</sup> |
| <b>自己資本および負債合計</b>                              | <b>280,752</b> | <b>281,640</b>       |

(1) 純負債額に影響する104百万ユーロの金融資産を含む（下記参照。）。

(2) 純負債額に影響する1,458百万ユーロの金融負債を含む（下記参照。）。

## 当グループのキャッシュ・フロー

| (単位：百万ユーロ)                     | 2017年 | 2016年  | 変動    | 変動率(%) |
|--------------------------------|-------|--------|-------|--------|
| 当グループのキャッシュ・フロー <sup>(1)</sup> | △209  | △1,565 | 1,356 | +86.6  |

(1) 当グループのキャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。当グループのキャッシュ・フローは、純運転資本、純投資、専用資産からの配分および引出しならびに配当後の営業キャッシュ・フローに相当する。

## 純負債額の詳細

| (単位：百万ユーロ)                                  | 2017年12月31日   | 2016年12月31日   | 変動            | 変動率(%)       |
|---------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| 借入金およびその他の金融負債                              | 56,846        | 65,195        | △8,349        | -12.8        |
| 負債のヘッジに使用されたデリバティブ                          | △1,176        | △3,965        | 2,789         | -70.3        |
| 売却目的保有資産に関連する負債 <sup>(1)</sup> に組み替えられた金融負債 | -             | 1,458         | △1,458        | -100.0       |
| 現金および現金同等物                                  | △3,692        | △2,893        | △799          | +27.6        |
| 売却可能金融資産－流動性の高い資産                           | △18,963       | △22,266       | 3,303         | -14.8        |
| 売却目的保有資産 <sup>(1)</sup> に組み替えられた金融資産        | -             | △104          | 104           | -100.0       |
| <b>純負債額<sup>(2)</sup></b>                   | <b>33,015</b> | <b>37,425</b> | <b>△4,410</b> | <b>-11.8</b> |

- (1) 2016年における売却目的保有資産の純負債額は主にCTE (RTE (フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。))の株式の100%を保有する会社)およびポーランドの会社に関係していた。
- (2) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表上には直接表示されていない。これは、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものからなる。流動性の高い資産は、ファンドまたは有価証券からなる、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

## (2) 経済環境

### ① 電力および主要なエネルギー源の市場価格の傾向

緊密化した欧州市場において、フランスおよび欧州のその他の国々の市場価格の分析は、重要な情報を提供する。

2017年における欧州の電力スポット価格は、2016年よりも全体的に高かった。かかる価格の上昇は、主として石炭および二酸化炭素の価格の上昇に起因する。また、2017年には水量が大きく減少し、多くの欧州諸国では1月の気温が平年を5℃から6℃下回る厳しい寒波が訪れた。

(i) 欧州における電力スポット価格 (フランスおよびドイツ：EPEXSPOTにおける当日引渡向け前日平均価格。ベルギー：Belipexにおける当日引渡向け前日平均価格。英国：EDF Tradingにおける当日引渡向け前日平均OTC価格。イタリア：GMEにおける当日引渡向け前日平均価格)

|                            | フランス  | 英国    | イタリア  | ドイツ   | ベルギー  |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2017年のベースロード平均価格 (ユーロ/MWh) | 45.0  | 51.7  | 53.9  | 34.2  | 44.6  |
| 2017年/2016年のベースロード平均価格の変動率 | 22.4% | 5.3%  | 26.1% | 18.0% | 21.8% |
| 2017年のピークロード平均価格 (ユーロ/MWh) | 53.7  | 56.7  | 61.4  | 42.7  | 54.8  |
| 2017年/2016年のピークロード平均価格の変動率 | 17.4% | -1.3% | 27.9% | 21.2% | 17.2% |

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスの電力スポット価格の上昇は、2016年と比較して上昇したコモディティ価格に起因する。また、非常に寒冷であった1月、原子力発電所の乏しい供給力および水力発電に影響を与えた干ばつもスポット価格を押し上げることに寄与した。当年度の電力需要は、平均で54.6GW (478.7TWh) となり、2016年から比較的横ばいであった。第1四半期の消費量は、1月の気温が非常に低かった一方で、3月は平均気温が平年を2℃上回り、1957年以降最も暖かい3月のうちの1つとなったことから、月によって極めて対照的であった。

原子力発電量は、とりわけ最終四半期における発電量が低かった2016年から1%減少し、平均43.3GW (379.1TWh) となった。2017年度第1四半期には、炭素偏析の問題に関する追加調査のための操業停止が主要な局面となり、また最終四半期には、ASNの要請によりトリカスタンの4つのユニットが停止された。

風力発電量および太陽光発電量は、両方とも増加 (それぞれ+0.4GWおよび+0.1GW) した。

フランスの化石燃料火力発電所による発電量は、1月の寒冷な天候および低水量によって8TWh増加した。年間発電量は53.4TWhに達し、そのうちの16.1TWhはEDFが所有する発電所による発電量であった。ガス火力発電所は41TWh、石炭火力発電所は10TWh近くおよび燃料油火力発電所は約2TWh発電した。ガスおよび石炭の現物商品価格は、前年同期比でそれぞれ20%および40%増加したために発電費用が大きく増加し、したがってスポット価格も上昇した。

英国の電力の平均スポット価格は、2016年から5.3%上昇し、51.7ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、1月の寒冷な天候により、第1四半期に最も顕著であった。

イタリアの平均スポット価格は、前年同期比で26.1%上昇し、2017年は53.9ユーロ/MWhとなった。

ドイツのスポット価格は平均34.2ユーロ/MWh (ベースロード) および42.7ユーロ/MWh (ピークロード) となり、2016年からそれぞれ5.2ユーロ/MWhおよび7.5ユーロ/MWh上昇した。ドイツにおける価格は、2016年の97時間に対し146時間にわたり原価を下回った。一般的に原価割れは、不可避な再生可能電力の発電量が高く、消費量が比較的低く、かつ輸出経路が飽和状態にある場合に引き起こる。一部の発電所には発電量を調整するための操作の余地がほとんどないため、一部の事業者は、発電所を停止させることより支払うことを選択する。フランスとドイツの間の差は、2016年から3.0ユーロ/MWh増加し、平均して

10.8ユーロ/MWhとなった。両国間の差の増加は、主に、とりわけ1月の寒波および年末の原子力発電量の低下による1月および最終四半期における高価格に起因する。

ベルギーのスポット価格は、2016年と比較して8ユーロ/MWh上昇し、平均価格は44.6ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、前年同期比でそれぞれ23.3ユーロ/MWh(+81.8%)および8.6ユーロ/MWh(+31.7%)上昇した第1四半期および第2四半期の価格によって促進された一方、第3四半期および第4四半期の価格は概して横ばい(それぞれ+1.6ユーロ/MWhおよび-1.3ユーロ/MWh)であった。

(ii) 欧州における電力先物価格(フランスおよびドイツ:1年先の平均EEX価格。ベルギーおよびイタリア:1年先の平均EDF Trading価格。英国:2016年4月から2017年4月までのICE平均年次契約価格(英国では、年次契約の引渡取引は4月1日から3月31日までの間に行われる。))

|                                                    | フランス  | 英国   | イタリア  | ドイツ   | ベルギー  |
|----------------------------------------------------|-------|------|-------|-------|-------|
| 2018年年次契約に基づく2017年<br>ベースロード平均先物価格(ユーロ/MWh)        | 38.2  | 49.8 | 46.6  | 32.4  | 37.2  |
| 年次契約に基づく2017年/2016年の<br>ベースロード平均先物価格の変動率           | 14.6% | 3.9% | 13.2% | 21.7% | 11.6% |
| 2018年年次契約に基づく2017年12月27日現在<br>のベースロード先物価格(ユーロ/MWh) | 43.9  | 52.9 | 54.2  | 37.7  | 44.3  |
| 2018年年次契約に基づく2017年<br>ピークロード平均先物価格(ユーロ/MWh)        | 50.0  | 55.6 | 52.8  | 40.5  | 47.9  |
| 年次契約に基づく2017年/2016年の<br>ピークロード平均先物価格の変動率           | 11.8% | 1.1% | 12.1% | 20.7% | 10.1% |
| 2018年年次契約に基づく2017年12月27日現在<br>のピークロード先物価格(ユーロ/MWh) | 55.3  | 57.8 | 61.4  | 46.9  | 55.3  |

欧州における2017年の年次契約に基づくベースロードおよびピークロードの電力の平均価格は、2016年より高かった。かかる上昇は、主として石炭および二酸化炭素の価格の上昇に起因する。上半期の下落後、価格は下半期に回復し、秋季には特に大きく変動した。

フランスの1年先の年次契約に基づくベースロード平均価格は、主としてコモディティ価格の上昇により、2016年から14.6%上昇し、38.2ユーロ/MWhとなった。価格は、2016年11月の突然の価格上昇のため11月は除かれるが、全体的に2016年より高い価格を維持した。2018年年次契約に基づく価格は、8月半ばまで概ね横ばいであったが、その後フランスの原子力発電所に関するASNによる発表ならびに主に石炭および二酸化炭素のコモディティ価格の上昇により大きく上昇した。ARENH制度の11月分の適用が近づくにつれ、価格は42ユーロ/MWh辺りで落ち着いた。2018年の引渡しに係る年次契約価格は、年初より6.4ユーロ/MWh上昇し、2017年末には43.9ユーロ/MWh(ベースロード)となった。

電力供給の確保を保証するため、2017年1月1日から容量メカニズムが導入された。当該制度は、特定の需要の期間における供給力に応じて発電事業者および需要反応管理事業者に対して報酬を支払う制度である。供給業者は、かかる需要のピーク時において、それぞれの顧客の需要に対応するために容量を確保しなくてはならない。市場参照価格が10ユーロ/kWであった2017年の引渡しに係る2016年の入札後、2017年の引渡しに係る2回目の入札が4月に行われ、10.42ユーロ/kWの価格となった。2018年の容量に係る1回目のEPEXの入札は、2017年11月9日および2017年12月14日に行われ、2018年の容量に係る市場参照価格は9.34ユーロ/kWとなった。2019年の最初の容量証書は、12月の入札において13ユーロ/kWの価格で取引された。

英国の年度(Y)+1年の4月1日から年度(Y)+2年の3月31日までの4月先物ベースロード契約価格(ユーロ)は、2016年より平均3.9%高かった。ガス火力発電所が英国の電力価格の形成に大きく貢献するため、価格は天然ガス価格の変動を反映した。かかる上昇は、ブレイグジットの交渉の状況下で英ポンドがユーロに対して約4%下落したことにより際立ち、これは英国の年次契約価格に対して2ユーロ/MWh近くの影響を及ぼした。6月下旬、事業者であるCentricaは、複数の技術的な問題の後、英国最大の貯蔵施設であるラフ貯蔵施設の永久閉鎖を発表した。かかる施設は、2017年4月から1年間にわたり注入ができなくなるとして既に公表されていた。年次契約価格は、年末には52.9ユーロ/MWhとなり、供給量に関する緊張が一時的に価格を押し上げた2016年から1.2ユーロ/MWh下落した。

ドイツの年次契約に基づくベースロード平均価格は21.7%上昇し、年末には年初の30.1ユーロ/MWhから上昇して37.7ユーロ/MWhとなった。ドイツの価格は、年間を通して全体的にフランスの価格と同様の傾向をたどったが、ドイツの価格の方が、コモディティ価格の上昇とりわけドイツのエネルギー構成において大きな役割を果たす石炭および二酸化炭素の価格の年末に

おける大幅上昇の影響をより大きく受けた。ドイツの「カレンダー」はフランスの原子力発電所に関する緊張状態の中、フランスの「カレンダー」からは分離したが、その後、フランスとドイツの間の差は縮まった。ドイツの再生可能エネルギー（風力発電および太陽光発電）容量は、さらに拡大して約98GWに達した。

イタリアの2017年の年次契約に基づくベースロード平均価格は、13.2%上昇して46.6ユーロ/MWhとなり、年末には年初から10.2ユーロ/MWh上昇して54.3ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、イタリアの電力価格において重要な要素であるガス価格の上昇に起因する。

ベルギーの年次契約に基づくベースロード平均価格は、2016年度上半期中に操業停止していたベルギーのドゥル1、ドゥル3およびチアンジュ1の原子炉が操業再開したのにもかかわらず、コモディティ価格と同様の傾向をたどり、2016年から11.6%上昇し、37.2ユーロ/MWhとなった。

### (iii) 二酸化炭素排出権価格（フェーズIII（2013年－2020年）の年次契約に関する平均ICE価格）

2018年12月の引渡しに係る二酸化炭素排出権価格は、2016年と比較して1.6ユーロ/トン上昇して、年末には8.2ユーロ/トンとなった。2016年12月末の大幅な上昇に対する1月初めの下落および低需要により5月半ばまで維持された緩やかな下落の後、2016年の二酸化炭素排出量に関する予想を下回る減少（2015年と比較して－2.6%）が発表され、炭素価格の引上げを支持する政治的シグナルが示されたため、二酸化炭素排出権の割当価格が上昇した。8月以降、かかる価格の上昇は、主として排出権の割当市場の平衡を保つための改革に向けてフランスおよびドイツが協力する意向であることを宣言したことにより起因する。その他の要因は、ブレッグジットが実施された場合に当該市場が英国の割当量で溢れることを防止するための合意およびフランスの一部の原子力発電所が操業停止となり、化石燃料火力発電所の利用の増加が必要となるという恐怖を煽り立てるASNによる発表であった。12月末、一次市場における割当ての発行が中断されたことにより、供給量が制限され、価格が押し上げられた。

2年間の審議後、欧州委員会および欧州議会は2021年から2030年までのEU-ETS制度の改革に向けて2017年11月9日に合意に達した。当該委員会および議会からの正式な承認待ちである改革案は、2018年度第2四半期に予定されており、主として以下の内容を含むものである。

- ・かかる期間における排出量の上限を下げるための計画
- ・市場安定化準備制度による2019年から2023年までの超過割当量の吸収率を2倍の24%にすること

### (iv) 化石燃料価格（石炭：欧州での翌年の引渡取引に関する平均ICE価格（CIF ARA）（米ドル/トン）、石油：ブレント第1基準原油バレル価格、ICE指標（期近物）（米ドル/バレル）、天然ガス：フランスで翌年の10月からの引渡取引に関する平均ICE OTC価格（PEG Nord）（ユーロ/MWhg））

|                      | 石炭<br>(米ドル/トン) | 石油<br>(米ドル/バレル) | 天然ガス<br>(ユーロ/MWhg) |
|----------------------|----------------|-----------------|--------------------|
| 2017年平均価格            | 73.7           | 54.8            | 17.1               |
| 平均価格変動率（2017年/2016年） | 37.2%          | 21.3%           | 10.7%              |
| 2017年最高価格            | 90.3           | 67.0            | 18.9               |
| 2017年最低価格            | 60.8           | 44.8            | 15.7               |
| 2016年終値              | 70.3           | 56.8            | 18.9               |
| 2017年終値              | 90.3           | 66.9            | 18.2               |

石油価格は、2016年から21.3%（＋9.6米ドル/バレル）上昇して平均54.8米ドル/バレルとなり、年末には2016年から10.1米ドル/バレル（＋17.7%）上昇して66.9米ドル/バレルとなった。当年度の最初の2か月間にわたる価格は、55.5米ドル/バレル辺りで変動した。ウィーンにおける合意の（OPEC加盟国およびロシアを含む）署名国による石油生産量を制限するための当初の取組みは、生産量の増加および米国における稼働中の掘削井戸数の増加によって相殺された。また、米国の高い石油備蓄量は価格に下落圧力を加えた。その後、水圧破碎費の削減により米国の石油生産量の増加が主要な傾向となり、価格は下落した。その後の6月末にブレント価格は、当年度の最低価格である44.8米ドル/バレルから上昇し始め、2015年5月以降の最高水準である66.9米ドル/バレルに達した。かかる回復は、主としてウィーンにおける合意を拡大し、2018年まで延長させることを支持する旨の宣言、特にサウジアラビアによる宣言に起因する。また、その他の要因（サウジアラビアにおける政治的緊張、イラクのクルディスタンにおける軍事活動、ハリケーン「ハービー」およびIEAによる2017年の需要の予測量の増加）もブレント価格の上昇に影響を及ぼした。

2017年における欧州の1年先の石炭価格は、2016年から37.2%上昇して平均73.7米ドル/トンとなり、年末には2016年12月31日現在の70.3米ドル/トンに対し90.3米ドル/トン（＋28.4%）となった。2017年の最初の5か月間にわたる石炭価格は60

米ドル／トンと70米ドル／トンの間に留まっていたが、その後上昇し始めた。1年先の石炭価格は、5月末の66.6米ドル／トンから上昇し、年末には2013年5月以降の最高水準である90.3米ドル／トンに達した。かかる上昇には、多くの要因が貢献した。オーストラリアにおける生産量は、一部の鉱山でのストライキにより減少した。石炭の生産量は、悪天候によりインドネシアおよびコロンビアにおいても減少した。一方、需要側では、石炭がエネルギー構成の最大要素である中国において夏季の気温が高かったため、電力需要が押し上げられたことによって石炭の需要が増加した。年末には、石炭価格は11月にわずかに下落したが、中国が石炭備蓄量を増やしたために引き起こった需要危機によって再度上昇した。

フランスのPEG Nordハブにおける年次契約に基づくガス価格は、前年から10.7%（+1.7ユーロ／MWh）上昇し、2017年には平均17.1ユーロ／MWhで取引され、年末には2016年末の水準より0.8ユーロ／MWh低かった。この価格の平均的な上昇は、長期契約が石油価格に一部連動するため、石油価格の回復（平均で+21.3%）に起因する。年間にわたる価格の変動幅は2016年より小さく、2016年の6.0ユーロ／MWhの変動幅に対して3.2ユーロ／MWhの変動幅に収まった。天然ガス価格は、石油価格に伴い、また十分なLNG供給量を反映して7月まで下落した。7月には当年度の最低価格（15.7ユーロ／MWh）を記録したが、その後、価格は夏季の半ばから上昇し始めた。8月には、ノルウェーの複数の発電所の追加の操業停止により価格は押し上げられた。

9月には月間の価格上昇が最高となり、価格は月末までに1ユーロ／MWh上昇して17.5ユーロ／MWhとなった。長期契約が石油価格に連動するため、価格はブレント価格の上昇を受けて月の最初の2週間に大きく上昇した。また、石炭および二酸化炭素の価格の上昇は、それらの価格が石炭火力発電所の競争力の予想に影響を与え、ガス火力発電所の利用の増加およびそれによるガスの需要の拡大の可能性を開いたため、影響力が大きかった。フランスの原子力ユニットに関するASNの夏季の発表もガスの先物の需要に対して圧力を加え、価格を押し上げることに貢献した。10月および11月におけるガスの先物価格は、主としてブレント価格の上昇に起因するものであった。かかる価格は、オーストリアのメタン施設での爆発等の12月12日に発生した複数の事象による短期的な緊張にかかわらず、12月には全体的に横ばいであった。

② 電力消費量（フランス：RTEが提供した気象影響について未調整および調整後のもの（基準時を特定できないため、予測値である。）。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：イタリア国営の送電網事業者であるTernaが提供し、Edisonが調整したデータ。）およびガス消費量（フランス：Smart GRTgazが提供した未調整データ。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：経済開発省（MSE）からのものであり、Snam Rete Gasからのデータは1Bcm = 10.76TWhのベースで、Edisonが調整している。）

フランスの電力消費量は、（閏年であった）2016年からわずかに減少（-0.5%）し、2017年は480.9TWhとなった。1月の気温が前年より非常に低かったため、消費量が前年同期比で大きく増加（+14.4%）したこと等が重要な進展である。対照的に、3月は2016年より温暖であったため、消費量が9.6%減少した。天候の影響および2月の日数の補正後、フランスにおける電力消費量は、2016年と比較して横ばいであった。

英国の推定電力消費量は、住宅用顧客部門を主とするすべての部門において2016年と比較して1.9%減少した。イタリアの電力消費量は、6月および8月の例外的な気温により、2016年から1.6%増加した。

2017年のフランスにおける天然ガスの推定消費量は、0.4%増加して493.3TWhとなった。1月における需要は、2017年の1月の平均気温が2016年より3.8℃低かったため、前年同期比で約30%増加した。暖房の需要の増加および発電のためのガス火力発電所の引出量の増加により、同月の消費量は全体的に18.5TWh増加した。しかしながら、1月におけるかかる増加は、平均気温がそれぞれ3.1℃、0.7℃および2.3℃高かった3月、4月および10月の消費量が2016年の同月と比較して大幅に減少（それぞれ-8.4TWh、-3.1TWhおよび-5.0TWh）したことにより相殺された。9月のガスの需要は、2017年の月間気温が2016年より3.4℃低かったため、2016年と2017年の間で2.2TWh（+9.4%）増加した。

英国の天然ガスの推定消費量は、2017年の温暖な天候により、2016年から2.6%減少した。イタリアでは、輸出量の増加に伴い消費量が増加したため、天然ガスの国内需要が6.1%上昇した。

### ③ 電力および天然ガス販売料金

フランスの住宅用顧客および非住宅用顧客を対象とする「青色」規制販売料金は、2017年8月1日から1.7%増加した（2017年度の連結財務書類の注記4.1を参照。）。

英国では、EDF Energyが以下の2つの料金変更を導入した。

- ・2017年1月5日からのガス料金における5.2%の引下げおよび2017年3月1日からの電力料金における8.4%の引上げ
- ・その後、2017年6月21日のガス料金における5.5%の引上げおよび電力料金における9%の2回目の引上げ

その他の大手エネルギー供給業者5社も料金を引き上げた。かかる引上げは、主として卸売市場価格の上昇および非エネルギー費用の増加に起因する。

### ④ 天候：気温および降雨量



2017年は2016年より温暖な年であり、フランスの平均気温は平年を+0.2℃上回った。2017年1月および9月の気温は平年を大幅に下回った（それぞれ-2.4℃および-1.4℃）が、2017年3月および6月は主に温暖な月であった。

2017年には、欧州の広範な南西部の3分の1（特にスペイン、フランスおよびイタリア）で降雨量の不足を記録した一方、スカンジナビアおよび欧州北部の降雨量は増加した。欧州東部を主とする欧州全土にわたる大気中の気温は、平年を上回った。

フランスでは、とりわけ1月および4月ならびに特に秋季に降雨量（大半の山脈では降雪量）が不足した。

かかる例外的な状況の結果、ほぼすべての月においてフランスの水量は非常に低く、また水量不足は2017年度下半期にさらに進んだ。12月には高い降雨量が再び観測された。

2017年のフランスの水量は、2011年以降の最低水準となった。

### （３） 2017年の重要な事象（全プレスリリースは、EDFのウェブサイト（[www.edf.fr](http://www.edf.fr)）にて入手可能である。）

#### ① 主要な事象

##### 原子力産業

- ・ EDFは、フラマンビルEPRのコールド機能試験段階を完了した（2018年1月8日付プレスリリースを参照。）。
- ・ 2017年12月31日、EDFはNEW NPの75.5%の資本持分の取得を完了した（2018年1月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・ 2018年1月4日、NEW NPはFramatomeに名称を変更した（ウェブサイト（[www.framatome.com](http://www.framatome.com)）の2018年1月4日付プレスリリースを参照。）。
- ・ トリカスタン原子力発電所の4つの発電ユニットの一時的な操業停止（2017年9月28日付プレスリリースを参照。）
- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する明確化：HPCプロジェクトの費用およびスケジュールの検討（2017年7月3日付プレスリリースを参照。）
- ・ フラマンビル3容器の承認：上蓋と下鏡の鋼材組成は、一定の条件下における稼働開始に問題を生じさせるものではないこと、またとりわけ2024年末までに上蓋を取り替えることが述べられたフランス原子力安全当局（ASN）の意見書草案（2017年6月29日付プレスリリースを参照。）
- ・ EDFの取締役会がフランスの原子力産業再建における重要な節目となるEDVANCEの設立を承認（2017年5月17日付プレスリリースを参照。）
- ・ 2017年4月6日に開催された取締役会：フェッセンハイム発電所の閉鎖に関する補償契約（2017年4月6日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記3.7.5を参照。）

##### 売却計画

- ・ Edisonはミラノの本社を売却した（Edisonのウェブサイト（[www.edison.it](http://www.edison.it)）にある2017年11月21日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFはPGEに対するEDF Polskaの資産の売却を完了した（2017年11月14日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記3.4.2を参照。）。
- ・ EDFは、Tikehau Capitalに対して約200のオフィス用不動産および事業資産のポートフォリオを売却した（2017年10月31日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Edisonは、Snamに対するITG（Infrastrutture Trasporto Gas）およびAdriatic LNGの持分の7.3%の売却を発表した（Edisonのウェブサイト（[www.edison.it](http://www.edison.it)）にある2017年10月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対するCTE（RTE（フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。）の100%を保有する会社）の49.9%の間接的売却を完了した（2017年3月31日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記3.4.1を参照。）。
- ・ EDF TradingおよびJERA：石炭輸送事業の売却（2017年度の連結財務書類の注記3.4.4を参照。）
- ・ EDFおよびENKSZは、EDF Démász Zrtの100%の売却の取引を完了した（2017年2月1日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記3.4.3を参照。）。

##### 財政構造

- ・ EDFは、約40億ユーロの優先引受権による増資の成功を発表した（2017年3月28日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記3.1を参照。）。
- ・ EDFは、満期が10年以上の最大の「サムライ」債の発行により111十億円を調達した（2017年1月20日付プレスリリースおよび「第3 7（6）①（i）（ロ）流動性リスクの管理」を参照。）。

##### 持続可能な開発

- ・ EDFグループは、2035年までにフランスにおいて30GWの太陽光発電容量を開発するために「ソーラー・パワー・プラン」を開始した（2017年12月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、金利が持続可能性格付によって変動する革新的な二者間のリボルビング・クレジット・ファシリティ契約を締結した（2017年5月22日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、日本の「サムライ債」市場における2つのグリーンボンドを通じて26十億円を調達した（2017年1月20日付プレスリリースおよび「第3 7（6）①（i）（ロ）流動性リスクの管理」を参照。）。

## ② 新規投資、パートナーシップおよび投資プロジェクト

EDF Énergies Nouvelles（全プレスリリースの一覧は、EDF Énergies Nouvellesのウェブサイト（[www.edfenergies-nouvelles.com](http://www.edfenergies-nouvelles.com)）で入手可能である。）

- ・ EDF Énergies Nouvellesは、2017年中に新規施設を操業開始し、電力購入契約を締結し、また新規プロジェクトを実施した。
- ・ 2017年7月20日、EDF Énergies Nouvellesは、FUTURENの略式公開買付けが成功したことを発表した（2017年度の連結財務書類の注記5.1を参照。）。
- ・ 2017年7月5日、EDF Énergies Nouvellesは、洋上風力発電所の操業および維持管理の専門会社であるOWSを買収した。

## Edison

- ・ Edisonは、Gas Natural FenosaとGas Natural Vendita Italiaの取得に係る拘束力のある契約およびシャーデニスIIガス契約を締結した（2017年10月13日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記44.1.2.2を参照。）。

## エネルギー・サービス

- ・ 2017年7月6日、EDF Energy Servicesは、Imtechの取得を完了した。Imtechとは、主要なエンジニアリング・サービス会社であり、英国およびアイルランドにおける建設部門、工業部門、商業部門および公共部門の顧客に対する技術サービスの提供者である。

## ③ 規制環境

規制変更に関する詳細は、2017年度の連結財務書類の以下の注記において記載されている。

- ・ 注記4.1「フランスの規制電力販売料金」
- ・ 注記4.2「「TURPE」送配電網使用料金」
- ・ 注記4.3「公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）」
- ・ 注記4.4「フランス発電容量メカニズム」
- ・ 注記4.5「フランスの規制ガス販売料金」
- ・ 注記4.6「省エネ証書：第四期（2018年度－2020年度）」
- ・ 注記4.7「ARENH」

## ④ その他の重要な事象

- ・ 2017事業年度の中間配当（2017年11月7日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記27.3を参照。）
- ・ EDF Energyにより発表された新たなリーダーシップの役割（2017年7月27日付プレスリリースを参照。）
- ・ 2016事業年度に関して支払われる配当金残高の支払オプションの結果（2017年6月28日付プレスリリースおよび2017年度の連結財務書類の注記27.3を参照。）
- ・ EDFグループの執行委員会に関する任命（2017年6月12日付プレスリリースを参照。）
- ・ EDFの取締役会は、フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の第1期に関する戦略計画を検討した（2017年4月6日付プレスリリースを参照。）。

## （4）2016年および2017年の事業および連結損益計算書の分析

2016年度および2017年度の連結損益計算書における売上高およびEBITDAの表示および分析は、2つの分析レベルによって表示されている。まずは当グループに焦点を当て、次に異なる事業セグメント（フランスー発電と供給業務、フランスー規制業務、英国、イタリア、その他国外ならびにその他事業）について報告する。EBIT（営業利益）および純利益はさらに一般的な観点から分析される。

（単位：百万ユーロ）

2017年

2016年

|                                                     |               |               |
|-----------------------------------------------------|---------------|---------------|
| 売上高                                                 | 69,632        | 71,203        |
| 購入燃料およびエネルギー費用                                      | △37,641       | △36,050       |
| その他の対外費用                                            | △8,739        | △8,902        |
| 人件費                                                 | △12,456       | △12,543       |
| 法人所得税以外の税金                                          | △3,541        | △3,656        |
| その他の営業収益および営業費用                                     | 6,487         | 6,362         |
| <b>減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)</b>                  | <b>13,742</b> | <b>16,414</b> |
| トレーディング業務以外のエネルギーおよび<br>コモディティ・デリバティブの公正価値の<br>純変動額 | △355          | △262          |
| 減価償却費および償却費（純額）                                     | △8,537        | △7,966        |
| 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額                                | △58           | △41           |
| (減損)／戻入                                             | △518          | △639          |
| その他の収益および費用                                         | 1,363         | 8             |
| <b>営業利益 (EBIT)</b>                                  | <b>5,637</b>  | <b>7,514</b>  |
| 総金融負債に係る費用                                          | △1,778        | △1,827        |
| 割引の影響                                               | △2,959        | △3,417        |
| その他の金融収益および費用                                       | 2,501         | 1,911         |
| <b>金融損益</b>                                         | <b>△2,236</b> | <b>△3,333</b> |
| <b>連結会社の税引前利益</b>                                   | <b>3,401</b>  | <b>4,181</b>  |
| 法人所得税                                               | △147          | △1,388        |
| 関連会社およびジョイント・ベンチャーの<br>純利益に対する持分                    | 35            | 218           |
| <b>グループの純利益</b>                                     | <b>3,289</b>  | <b>3,011</b>  |
| EDFの純利益                                             | 3,173         | 2,851         |
| 非支配持分に帰属する純利益                                       | 116           | 160           |
| <b>1株当たり利益 (EDF持分) (単位：ユーロ)</b>                     |               |               |
| 1株当たり利益                                             | 0.98          | 1.15          |
| 希薄化後1株当たり利益                                         | 0.98          | 1.15          |

#### ① 売上高

連結売上高は2.2%減少し、1.0%の本業のマイナス成長を示した。

#### (i) グループ売上高の増減

| (単位：百万ユーロ) | 2017年  | 2016年  | 変動     | 変動率(%) | 本業の成長率(%) |                            |
|------------|--------|--------|--------|--------|-----------|----------------------------|
|            |        |        |        |        | 本業の成長率(%) | 本業の成長率(%)<br>(販売料金の調整を除く。) |
| 売上高        | 69,632 | 71,203 | △1,571 | -2.2   | -1.0      | +0.4                       |

売上高は、2016年より1,571百万ユーロ（－2.2%）減少し、2017年には69,632百万ユーロとなった。

ユーロに対する英ポンドの下落を主とする外国為替の影響（－567百万ユーロ）および連結範囲の変更（－279百万ユーロ）を除き、かつ2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による影響を差し引いて、売上高は＋0.4%の本業の成長となった。

#### (ii) セグメントごとの売上高の増減

以下の表は、セグメント間消去を除く、セグメントごとの売上高を示している。

| (単位：百万ユーロ)                      | 2017年         | 2016年         | 変動            | 変動率(%)      | 本業の成長率(%)     |                                |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|-------------|---------------|--------------------------------|
|                                 |               |               |               |             | 本業の成長率<br>(%) | 本業の成長率(%)<br>(販売料金の調整<br>を除く。) |
| フランスー発電と供給<br>業務 <sup>(1)</sup> | 35,606        | 35,191        | 415           | +1.2        | +1.2          | +4.1                           |
| フランスー規制業務 <sup>(2)</sup>        | 15,896        | 15,728        | 168           | +1.1        | +1.1          | +1.3                           |
| 英国                              | 8,688         | 9,267         | △579          | -6.2        | -0.8          | -0.8                           |
| イタリア                            | 9,940         | 11,125        | △1,185        | -10.7       | -10.6         | -10.6                          |
| その他国外                           | 4,822         | 5,286         | △464          | -8.8        | +0.5          | +0.5                           |
| その他事業                           | 7,813         | 7,734         | 79            | +1.0        | -1.0          | -1.0                           |
| 消去                              | △13,133       | △13,128       | △5            | -           | -             | -                              |
| <b>グループ売上高</b>                  | <b>69,632</b> | <b>71,203</b> | <b>△1,571</b> | <b>-2.2</b> | <b>-1.0</b>   | <b>+0.4</b>                    |

(1) フランス本土における発電、供給および最適化、ならびにエンジニアリングおよびコンサルティングサービスの販売。

(2) 規制業務は、Enedis (Enedisとは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。) によって行われるフランス本土における配電、送電、EDFの島部業務およびÉlectricité de Strasbourg業務で構成される。フランス本土において、配電網業務は、TURPE (公共送配電網使用料金) を介して規制されている。Enedisの売上高は、フランス本土における代替供給業者の顧客に係る共通配電費用を含む。

## (イ) フランスー発電と供給業務

フランスー発電と供給業務セグメントによる売上高は、35,606百万ユーロとなり、2016年から415百万ユーロ (+1.2%) の本業の成長となった。2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による988百万ユーロの影響を差し引いて、売上高は1,403百万ユーロ (+4.1%) の本業の成長となった。

2016年にはARENHが一切適用されなかったのに対し、2017年は、ARENH (既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス) 制度の申込みが82.1TWhであったことが主要な局面となった。かかる売上高に対する好影響 (3,448百万ユーロ) は、2,060百万ユーロ減少した (市場における追加的なエネルギー購入義務を除く。) 市場での純売上高の低水準により大きく相殺された。

2016年および2017年の8月1日における電力の規制販売料金の変更 (発電容量報酬を除く。) により、売上高は194百万ユーロ減少した。

気象関連の影響 (-0.5TWh) および2016年の「閏年効果」 (-1.1TWh) は、251百万ユーロの悪影響を及ぼした。

競争が非常に激しい環境において、顧客数が減少したことにより、2017年の供給量は-8.6TWh減少し、売上高に対して推定505百万ユーロの悪影響を及ぼした。市場における提供価格に対する価格影響および需要の変動は、194百万ユーロのマイナス影響を及ぼした。

2017年1月1日からの容量メカニズムの導入は、料金、卸売市場での購入および販売ならびに市場における提供価格に影響を及ぼし、売上高が758百万ユーロ増加した。

最終的に、購入義務の対象である再生可能エネルギーの再販売量の増加により、売上高は262百万ユーロ増加した。

## 発電

原子力発電量は、2017年において379.1TWhとなり、2016年から4.9TWh減少した。

主として、クルーズ・フォルジュの製造記録に関連し、グラブリンヌ5およびフェッセンハイム2が2017年の6か月間中、検査のために稼働を停止していたこと、また炭素偏析の問題に関する蒸気発生器の検査が終了したことにより、上半期において前年同期比で8.0TWh (-3.9%) の減少となった。フラマンビル1およびカットノン1の原子炉の予定外の供給停止は、稼働中の原子炉の使用の増加によって大幅に相殺された。

2017年度下半期の原子力発電量は、蒸気発生器の追加検査により複数の原子炉の供給停止が延長または追加された2016年度下半期と比較して、前年同期比で+3.1TWhとなった。しかしながら、ASNによる2017年9月28日の決定後のトリカスタンにおける4つの発電ユニットの一時的な操業停止および供給停止の延長に向けて、当グループは当初390TWhから400TWhであった2017年における原子力発電量の目標値を383TWhから387TWhに修正した (2017年10月27日付プレスリリースを参照。)。当グループは、その後の2017年11月13日に最終的な発電量がかかる目標値をわずかに下回ることを発表した。

年末の温暖な天候により、稼働中の原子炉の給電量は減少した。

水力発電量は、とりわけ2017年の水利条件が不利であったため (「第3 7 (2) ④天候：気温および降雨量」を参照。)、2016年から5.3TWh減少して、37.1TWh (揚水量を差し引いた水力発電量は、2017年は30.0TWh (2016年は35.8TWh) となった。) となった。

火力発電所による給電量は、原子力発電量および水力発電量の低下に関連して増加した。火力発電所の発電量は、2016年と比較して4.1TWh増加し、16.1TWhとなった。

最終顧客（地方配電会社を含むが、国外事業者を除く市場セグメント）への販売量は、10.3TWh減少し、このうち8.6TWhは顧客離れに起因する。

EDFは、卸売市場において52.5TWhに及ぶ純売手となった。2016年と比較して70TWhの卸売市場の純販売量の減少は、主に最終顧客への販売量の減少によって一部相殺されたARENHの申込みに起因している。

#### (ロ) フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントによる売上高は、15,896百万ユーロとなり、2016年から168百万ユーロ（+1.1%）の本業の成長となった。2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による42百万ユーロの影響を除いて、売上高は210百万ユーロ（+1.3%）の本業の成長となった。

売上高は、238百万ユーロの影響をもたらした2017年8月1日のTURPEの調整指標におけるプラスの変動による恩恵を受けた。しかしながら、気象要素および2016年が閏年であったこと（2017年には同様の影響がなかった。）は、売上高において推定55百万ユーロの減少の一因となった。

かかる気象の影響および2016年の「閏年効果」を除いて、フランス本土における配電量は-0.1TWhとわずかに減少し、そのうち-0.4TWh（-0.2%）は需要の減少によるものであった。

#### (ハ) 英国

英国のグループ売上高に対する貢献は、2016年より579百万ユーロ減少し、2017年には8,688百万ユーロとなった。ブレグジットの交渉に関連するユーロに対する英ポンドの下落は、608百万ユーロの悪影響となった。外国為替による影響および連結範囲の変更を除き、2016年と比較した売上高における本業のマイナス成長率は0.8%であった。

この英国の売上高の減少は、主として、原子力の実現価格の下落および（程度は低い）住宅用顧客による消費量の減少に起因する。一方で、住宅用顧客の口座数は2016年と比較してわずかしこ減少しておらず、競争が激しい市場における回復力を示している。

#### (ニ) イタリア

イタリアの連結売上高に対する貢献は、2016年から1,185百万ユーロ（-10.7%）減少（本業においては-10.6%）し、9,940百万ユーロとなった。

炭化水素事業における売上高の減少は、マージンが大幅に影響を受けた訳ではないが、とりわけヘッジの「デリバティブ」部分に起因する。探鉱および生産活動は、ブレント石油価格の上昇による恩恵を受けた。卸売市場でのガス販売量は、企業用顧客および火力発電所による消費量の増加により減少した。

電力事業の売上高は、販売量の低下により減少したが、これは価格の好影響により一部相殺された。

#### (ホ) その他国外

その他国外セグメントは、主に英国およびイタリアを除く欧州における事業ならびにブラジル、米国ならびにアジア（中国、ベトナムおよびラオス）における事業を対象としている。

その他国外セグメントのグループ売上高への貢献は、2016年から464百万ユーロ（-8.8%）減少し、2017年においては、4,822百万ユーロであった。外国為替の影響（+55百万ユーロ）および連結範囲の変更（-547百万ユーロ）を除き、主にEDF Démász ZrtおよびEDF Polskaの資産の売却に関連して、売上高は本業において0.5%増加した。

かかる増加は、主に以下の要因によって説明される。

- ・ベルギーでは、主にポジションの平衡を保つために行われた市場における購入および販売事業により、+149百万ユーロの本業の成長となった。かかる成長のさらなる主要な要因は、サービス活動の安定的な拡大であった。電力事業およびガス事業に関する価格影響ならびに住宅用顧客への販売量において不利な変動があったが、かかる影響は企業用顧客への電力の売上高の増加により一部相殺された。

しかし、以下において売上高は減少した。

- ・ブラジルでは、電力購入契約（PPA）の販売料金の年次改定により、70百万ユーロの本業のマイナス成長となった。スポット価格の回復はシステム・サービスの売上高の減少を大きく補った。
- ・売上高の減少が、主に維持管理計画に沿ったベトナムにおけるMECOの発電所の操業停止後の発電量の減少に起因したアジアでは、27百万ユーロの本業のマイナス成長となった。

#### (ヘ) その他事業

その他事業は、EDF Énergies Nouvelles、EDF Trading、Dalkiaおよびガス事業等で構成される。

2017年におけるグループ売上高に対するその他事業セグメントの貢献は、2016年から79百万ユーロ増加して7,813百万ユーロとなった。外国為替の影響（-14百万ユーロ）および連結範囲の変更（+168百万ユーロ）を除き、売上高は本業において1.0%減少した。

2017年のグループ売上高に対するDalkiaの貢献は、4,051百万ユーロとなった。かかる221百万ユーロ（+6.1%）の本業の成長は、主に、事業開発による好影響、エネルギー価格の上昇およびサービスの価格改定の指数における有利な変動に起因する。

グループ売上高に対するEDF Énergies Nouvellesの貢献は、主に2016年に初めて稼働開始した新たな発電所の発電量によって、2016年から3.6%の本業の成長となり、2017年には1,280百万ユーロとなった。

EDF Tradingの売上高（EDF Tradingの売上高は、同社の取引マージンにより構成される。）は、電力価格が大幅に上昇し、年末には欧州においてボラティリティが高かった2016年の例外的な1年の後、354百万ユーロ（-35.1%）の本業のマイナス成長となり、590百万ユーロとなった。また、かかる変動は、北米における厳しい市場状況も反映している。

## ② 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

EBITDAは16.3%減少し、14.8%の本業のマイナス成長となった。

| (単位：百万ユーロ)      | 2017年   | 2016年   | 変動     | 変動率(%) | 本業の成長率(%)           |       |
|-----------------|---------|---------|--------|--------|---------------------|-------|
|                 |         |         |        |        | 本業の成長率(販売料金の調整を除く。) | (%)   |
| 売上高             | 69,632  | 71,203  | △1,571 | -2.2   | -1.0                | +0.4  |
| 購入燃料およびエネルギー費用  | △37,641 | △36,050 | △1,591 | +4.4   | +6.2                |       |
| その他の対外費用        | △8,739  | △8,902  | 163    | -1.8   | -3.1                |       |
| 人件費             | △12,456 | △12,543 | 87     | -0.7   | -0.4                |       |
| 法人所得税以外の税金      | △3,541  | △3,656  | 115    | -3.1   | -2.3                |       |
| その他の営業収益および営業費用 | 6,487   | 6,362   | 125    | +2.0   | +2.1                |       |
| EBITDA          | 13,742  | 16,414  | △2,672 | -16.3  | -14.8               | -10.0 |

### (i) 連結EBITDAの増減および分析

2017年の連結EBITDAは、2016年と比較して16.3%減少し、13,742百万ユーロとなった。外国為替による影響（-81百万ユーロ）および連結範囲の変更（-162百万ユーロ）を除き、かつ2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による影響を差し引いた後、EBITDAの本業の変動率は10.0%の減少であった。

2017年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、37,641百万ユーロとなり、2016年からの1,591百万ユーロ（+4.4%）の増加、または、2,253百万ユーロ（+6.2%）の本業の成長であった。

- ・フランスー発電と供給業務およびフランスー規制業務セグメントにおける燃料およびエネルギー購入は、主に発電量およびARENHの申込みの減少により、3,114百万ユーロ（+19.3%）の本業の成長となり、19,260百万ユーロとなった。
- ・英国における（+415百万ユーロまたは+7.8%）本業の成長は、主に石炭価格およびガス価格の上昇に関連するものである。
- ・イタリアにおいては、主に売上高の変動に伴うデリバティブの好影響により、1,332百万ユーロ（-14.0%）の本業のマイナス成長となった。

その他の対外費用は、2016年から163百万ユーロ（-1.8%）減少して8,739百万ユーロとなり、これは274百万ユーロ（-3.1%）の本業のマイナス成長に相当する。

- ・フランスー発電と供給業務およびフランスー規制業務セグメントにおけるその他の対外費用は、4,848百万ユーロとなった。332百万ユーロ（-6.5%）の本業のマイナス成長は、主としてパフォーマンス向上計画の一環としてすべての事業にわたり実施されたコスト削減活動を反映している。

当グループの人件費は、2016年から87百万ユーロ減少して合計12,456百万ユーロとなり、これは54百万ユーロ（-0.4%）の本業のマイナス成長に相当する。

- ・フランスー発電と供給業務セグメントにおける人件費は、2016年から181百万ユーロ減少して、6,134百万ユーロとなった。平均従業員数は、すべての事業分野で減少し、2017年においては4.6%減少した。
- ・フランスー規制業務セグメントにおける人件費は、2016年から52百万ユーロ増加して、3,158百万ユーロとなった。平均従業員数は、2016年から0.7%減少した。

- ・英国における人件費は、1,129百万ユーロとなった。80百万ユーロ（＋7.4%）の本業の成長は、年金割引率の低下による影響および（程度は低い）2016年の年金費用に対する年金の再交渉による好影響（2017年には同様の影響はなかった。）に起因する。これらの要因を除き、人件費は減少した。  
2017年における法人所得税以外の税金は、2016年から115百万ユーロまたは－3.1%（本業においては－2.3%）減少して、3,541百万ユーロとなった。
- ・かかる減少は、主に当該税金が86百万ユーロ減少したフランスー発電と供給業務セグメントに関連する。  
その他の営業収益および営業費用は、2017年においては6,487百万ユーロの純利益があり、2016年から125百万ユーロ増加した（136百万ユーロまたは＋2.1%の本業の変動）。
- ・フランスー発電と供給業務セグメントにおけるその他の営業収益および営業費用による利益は、562百万ユーロ増加した。かかる増加は、とりわけ引当金の変動および再生可能エネルギー購入義務の増加に関連するCSPEの補助金の増加を反映している。
- ・フランスー規制業務セグメントにおけるその他の営業収益および営業費用による利益は、249百万ユーロ減少した。かかる減少は、主に2016年に計上された経常外項目およびフランス本土の暴風雨の天候による2017年の停電に係る補償金の増加を反映している。
- ・イタリアにおけるその他の営業収益および営業費用は、主としてミラノ本社の売却により、85百万ユーロの本業の成長となった。
- ・EDF Énergies Nouvellesは、主として2017年のストラクチャード・アセットの開発および売却事業における事業活動の減少により、114百万ユーロ（－23.7%）の本業のマイナス成長を記録した。

## (ii) 連結EBITDAの増減およびセグメントごとの分析

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年         | 2016年         | 変動            | 変動率(%)       | 本業の成長率(%)<br>本業の成長率(販売料金の調整を除く。) |              |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|----------------------------------|--------------|
|                   |               |               |               |              | (%)                              | (%)          |
| フランスー発電と供給業務      | 4,876         | 6,156         | △1,280        | -20.8        | -20.8                            | -7.9         |
| フランスー規制業務         | 4,898         | 5,102         | △204          | -4.0         | -4.0                             | -3.8         |
| 英国                | 1,035         | 1,713         | △678          | -39.6        | -33.3                            | -33.3        |
| イタリア              | 910           | 641           | 269           | +42.0        | +42.1                            | +42.1        |
| その他国外             | 457           | 711           | △254          | -35.7        | -17.9                            | -17.9        |
| その他事業             | 1,566         | 2,091         | △525          | -25.1        | -24.7                            | -24.7        |
| <b>グループEBITDA</b> | <b>13,742</b> | <b>16,414</b> | <b>△2,672</b> | <b>-16.3</b> | <b>-14.8</b>                     | <b>-10.0</b> |

### (イ) フランスー発電と供給業務

フランスー発電と供給業務セグメントのEBITDAは、4,876百万ユーロとなり、これは2016年から1,280百万ユーロ（－20.8%）の本業のマイナス成長に相当する。2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による859百万ユーロの影響を除いて、EBITDAは7.9%の本業のマイナス成長を計上した。

2016年と比較して減少した原子力発電量および水力発電量は、推定－504百万ユーロの悪影響を及ぼした。2017年のARENHの申込みをカバーするために必要であった卸売市場における事業、特に価格が高かった期間中の追加購入のための事業の正味の影響により、2017年のEBITDAは約311百万ユーロ減少した。かかる購入は、炭素偏析の問題に関連する追加調査による原子力発電量の減少を補填するために行われた。かかる影響は、原子力発電所の供給力の低下により、2016年度最終四半期において特に高価格で購入が行われたため、2017年度下半期には一部相殺された。

料金の変更（「積上げ」方式を用いた料金算定における容量に係る報酬を除く。）は、2016年と比較して推定363百万ユーロの減少（「積上げ」方式で算出された料金において容量債務の費用の組込みを除く料金。2016年8月1日の住宅用顧客および非住宅用顧客に対する「青色」料金のそれぞれ－0.5%および－1.5%の料金改定ならびに両セグメントに対する2017年8月1日の＋1.7%の料金改定。）をもたらした。

また、正味約1百万の住宅用顧客の減少に反映される競争の激化および新規発行における価格のマイナス影響も、EBITDAに対して推定－341百万ユーロの正味の影響をもたらした。

2017年初めには特に厳しい寒波が訪れたが、全体的に2016年より温暖であった天候および2016年の「閏年効果」は、2017年において推定186百万ユーロのマイナス影響を及ぼした。

容量メカニズムの導入（容量メカニズムは2017年1月1日から導入された。）は、2017年のEBITDAに対して推定+580百万ユーロの好影響をもたらした。容量価格は規制料金および市場における提供価格に含まれており、余剰容量は卸売市場において販売される。

EDFグループのパフォーマンス計画の下、営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計額。比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス業務の営業費用における変動を除く。）は、パフォーマンス向上のための活動および人件費の管理を通じて、推定494百万ユーロ（-5.2%）の減少となった。かかる対策は、とりわけサポート機能に係る費用の削減および商業活動に係る費用の調整を通じてすべての事業体にわたって適用されている。

#### （ロ） フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントのEBITDAは、204百万ユーロ（-4.0%）の本業のマイナス成長となり、4,898百万ユーロとなった。2016年に実施された2014年8月1日から2015年7月31日までの期間における規制販売料金の調整による13百万ユーロの影響を除いて、EBITDAは3.8%の本業のマイナス成長となったが、これはEnedisの配電量の減少による42百万ユーロの不利な影響を含む（天候の変化および「閏年効果」の影響を含む。）。

また、2017年はフランス本土における例外的な猛烈な嵐が一局面となり、労働および停電に係る補償金のために負担した営業費用に相当する推定60百万ユーロのマイナス影響となった。サンマルタン島およびサンバルテルミー島でのハリケーンにより推定-23百万ユーロのコストが発生した。

これらすべての不利な要因は、2017年8月1日からのTURPE 5料金の導入に関連するEnedisの料金の引上げ（配電網における配電料金の+2.71%の引上げ）による推定+102百万ユーロによって一部のみ相殺された。

EBITDAにおける残りの168百万ユーロの減少は、主に島部業務に関する進展を主とする2016年の有利な進展（2017年には同様の進展はなかった。）に起因する。

#### （ハ） 英国

英国における当グループの2017年のEBITDAに対する貢献は、2016年から本業において33.3%減少して、1,035百万ユーロとなった。とりわけブレグジットの国民投票後のユーロに対する英ポンドの下落により、2016年と比較して112百万ユーロの悪影響があった。

英国のEBITDAは、原子力の実現価格の下落（-12%）の影響により減少した。また、温暖な天候およびエネルギー効率の上昇に伴う住宅用顧客による消費量の減少もEBITDAに悪影響をもたらした。一方で、住宅用顧客の口座数は2016年末と比較してわずかしこ減少しておらず、競争が激しい市場における回復力を示している。

原子力発電量は63.9TWhとなり、発電所の良好なパフォーマンスを裏付けている。2016年からの1.2TWhのわずかな減少は、主に2017年後半におけるサイズウェルの閉鎖および2016年における計画的な供給停止の減少を反映している。

#### （ニ） イタリア

イタリアセグメントにおける当グループの連結EBITDAに対する貢献は、2016年と比較して42.1%の本業の成長となり、910百万ユーロとなった。

電力事業のEBITDAは、2016年と比較して26百万ユーロまたは+10.0%の本業の成長となった。かかるEBITDAは、販売価格の有利な傾向およびガス火力発電所の発電容量の最適化による恩恵を受けた。

炭化水素事業のEBITDAは、2016年から96百万ユーロまたは+19.7%の本業の成長となった。かかるEBITDAは、ブレント石油価格およびガス価格の有利な変動ならびにエジプトにおける新たなプラットフォームの運営開始後の発電量の増加による恩恵を受けた。また、探鉱および生産事業に係る維持管理費用も最適化された。

またEBITDAは、約100百万ユーロでのミラノ本社の売却（当グループの慣行に準拠している。）の好影響による恩恵を受けた。

#### （ホ） その他国外

2017年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2016年と比較して127百万ユーロ（-17.9%）の本業のマイナス成長となり、457百万ユーロとなった。

かかる減少は主に、以下に起因するものである。

- ・ベルギーでは、主に電力価格の下落ならびにとりわけ維持管理計画およびデュル3の予定外の供給停止による原子力発電量の低下により、62百万ユーロの本業のマイナス成長となった。風力発電量は設備容量が増加したために増加を維持し、2017年12月31日現在は376MW（2016年12月31日現在と比較して+25%）であった。



・ブラジルでは、スポット価格が高かった一方で、予定外の供給停止の回数が最低であった時の市場における最適化活動および営業費用の一定の減少によって一部相殺された電力購入契約（PPA）価格の年次改定により、54百万ユーロの本業のマイナス成長となった。

また、2017年には、2017年11月13日のEDF Polskaの資産の売却が行われた（2017年11月14日付プレスリリースを参照。）。

#### （ヘ） その他事業

その他事業のグループEBITDAに対する貢献は、2017年において1,566百万ユーロとなり、2016年から517百万ユーロ（－24.7%）の本業のマイナス成長となった。

EDF Énergies Nouvellesの連結EBITDAに対する貢献は、売却事業が活発であった2016年より資産の売却が減少したため、2016年から127百万ユーロ（－14.8%）の本業のマイナス成長となり、合計751百万ユーロであった。しかしながら、（Futurenを含む）発電量は+11%近く（+1.2TWh）の大幅な増加を示し、2017年のEBITDAに対して741百万ユーロ貢献した。資産の売却は、構造および開発の費用を補填した。これを背景に、純設備容量は+1.6GW増加して、2017年12月31日現在7.8GWであった。EDF Énergies Nouvellesによって建設中であるプロジェクトのポートフォリオは合計1.9GWとなり、そのうちの大きな部分である0.9GWは太陽光発電プロジェクトに関するものである。

EDF TradingのEBITDAは、2016年から341百万ユーロ（－46.8%）の本業のマイナス成長となり、2017年は358百万ユーロであった。かかる変動は、取引マージンの下落に伴うものである（「第3 7（4）①（ii）（ヘ）その他事業」）を参照。）。

DalkiaのEBITDAは、4百万ユーロ（－1.6%）の本業のマイナス成長に相当する259百万ユーロであった。多数の商業契約の締結および更新、サービス価格の改定に係る指数の有利な傾向ならびにエネルギー価格の上昇による好影響はすべてEBITDAに対してプラスの貢献であった。しかしながら、かかる財務成績は、とりわけ子会社が保有する1つの契約に関連して時折引き起こる経営上の困難により相殺された。

#### ③ 営業利益（EBIT）

EBITは2016年から25.0%減少した。

| (単位：百万ユーロ)                                      | 2017年         | 2016年         | 変動            | 変動率(%)       |
|-------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>EBITDA</b>                                   | <b>13,742</b> | <b>16,414</b> | <b>△2,672</b> | <b>-16.3</b> |
| トレーディング業務以外のエネルギーおよび<br>コモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額 | △355          | △262          | △93           | +35.5        |
| 減価償却費および償却費（純額）                                 | △8,537        | △7,966        | △571          | +7.2         |
| 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額                            | △58           | △41           | △17           | +41.5        |
| (減損)／戻入                                         | △518          | △639          | 121           | -18.9        |
| その他の収益および費用                                     | 1,363         | 8             | 1,355         | n.a.         |
| <b>EBIT</b>                                     | <b>5,637</b>  | <b>7,514</b>  | <b>△1,877</b> | <b>-25.0</b> |

n.a. = 該当なし。

2017年における当グループの連結EBITは、2016年から1,877百万ユーロ減少し、5,637百万ユーロとなった。かかる減少ならびに減価償却費および償却費（純額）の増加は、その他の収益および費用の増加により一部相殺された。

#### （i） トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額

トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、2016年の－262百万ユーロから減少し、2017年には－355百万ユーロとなった。

#### （ii） 減価償却費および償却費（純額）

減価償却費および償却費（純額）は、2016年と比較して571百万ユーロ増加した。

フランスー発電と供給業務セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が447百万ユーロ増加し、これは主に火力発電所における燃料油火力発電施設の減価償却を加速して行ったこと、割引率の改定を受けた引当金に関連する資産の増加、および原子力発電所に対する維持管理の投資に係る容量効果により説明される。

フランスー規制業務セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が123百万ユーロ増加し、これの大部分はLinky（Linkyとは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社であるEnedisによるプロジェクトである。）スマート・メーターの導入開始の影響に起因する。

**(iii) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額**

2016年と比較した2017年の委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額における17百万ユーロの増加は、フランスー規制業務セグメントに起因している。

**(iv) 減損／戻入**

2017年の減損は、518百万ユーロとなり、主に英国（246百万ユーロ）およびイタリア（150百万ユーロ）に関連する（2017年度の連結財務書類の注記13を参照。）。

2016年の減損は、639百万ユーロであった。

**(v) その他の収益および費用**

2017年のその他の収益および費用は、1,363百万ユーロとなり、主にCTEにおける当グループの投資の49.9%の売却による1,462百万ユーロの利益に関連する（2017年度の連結財務書類の注記14を参照。）。

2016年のその他の収益および費用は、主に、ハンガリー政府との係争の有利な帰結による利益112百万ユーロを含んでいる。

**④ 金融損益**

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年         | 2016年         | 変動           | 変動率(%)       |
|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| 総金融負債に係る費用    | △1,778        | △1,827        | 49           | -2.7         |
| 割引の影響         | △2,959        | △3,417        | 458          | -13.4        |
| その他の金融収益および費用 | 2,501         | 1,911         | 590          | +30.9        |
| <b>金融損益</b>   | <b>△2,236</b> | <b>△3,333</b> | <b>1,097</b> | <b>-32.9</b> |

2017年の金融損益は、2016年から1,097百万ユーロ改善して、2,236百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下に起因する。

- ・2017年における社債の発行に係る費用および2016年10月における社債の発行に係る費用の通期影響が、当年度にわたる返済および主に米ドルに関する外国為替の好影響により相殺されたため、総金融負債に係る費用が減少した。
- ・主として2017年12月31日現在のフランスにおける原子力引当金に対する割引率の前年同期比での低下が、2016年12月31日現在のものより顕著ではなかった（実際の割引率は2016年の－0.2%に対して－0.1%であった。）ため、割引の影響は458百万ユーロ減少した。2017年12月31日現在の割引率は4.1%である（平均インフレ率1.5%を含む。）（2016年12月31日時点ではそれぞれ4.2%および1.5%）。
- ・主として専用資産の売却からの利益の増加（2016年の428百万ユーロに対して2017年は985百万ユーロ）により、その他の金融収益および費用は590百万ユーロ改善した。

**⑤ 法人所得税**

2017年の法人所得税は、2016年から1,241百万ユーロ減少して、147百万ユーロとなった。かかる減少は、2017年の当グループの連結の税引前利益の減少を反映するが、税率の引下げによる恩恵を受けた投資の売却、フランスにおける配当分配額に係る3%の負担に関する問題の有利な結果ならびに米国およびベルギーにおける法人所得税率の引下げに起因する。

**⑥ 関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分**

当グループの関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分は、2016年は218百万ユーロであったのに対し、2017年は35百万ユーロであった。

かかる変動は、主として2017年3月31日にRTEの49.9%が売却された後のRTEによる貢献の減少に起因する。

2017年における関連会社の純利益に対する持分には、合計618百万ユーロの減損が含まれている。かかる減損に関する詳細は、2017年度の連結財務書類の注記23「関連会社および共同支配企業に対する投資」に記載されている。

**⑦ 非支配持分に帰属する純利益**

非支配持分に帰属する純利益は、2016年から44百万ユーロ減少し、2017年においては116百万ユーロとなった。かかる変動は、主に、電力の市場価格の下落によって英国におけるCentricaの原子力発電事業からの収益が減少したことにより説明される。

**⑧ EDFの純利益**

EDFの純利益は、2016年から322百万ユーロ（+11.3%）増加し、2017年は合計3,173百万ユーロであった。

### ⑨ 経常外項目を除く純利益

当グループの経常外項目を除く純利益\*は、2016年から31.0%減少して、2017年においては2,820百万ユーロであった。

\* 経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額（税引後）を除く当グループの純利益。

税引後の経常外項目ならびにトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、以下のとおりである。

- ・その他リスクおよび減損は、2016年の-1,039百万ユーロと比較して、2017年は+617百万ユーロ（CTEの49.9%の売却からの1,289百万ユーロの利益を含む。）であった。
- ・税引後のトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、2016年の-195百万ユーロと比較して、2017年は-264百万ユーロであった。

### (5) キャッシュ・フローおよび純負債額

#### ① キャッシュ・フロー

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年   | 2016年   | 変動     | 変動率(%) |
|----------------------|---------|---------|--------|--------|
| 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額） | 11,663  | 11,125  | 538    | +4.8   |
| 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額） | △11,713 | △16,557 | 4,844  | -29.3  |
| 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額） | 712     | 4,138   | △3,426 | -82.8  |
| 現金および現金同等物の純増加/(減少)額 | 662     | △1,294  | 1,956  | -151.2 |
| 現金および現金同等物の期首残高      | 2,893   | 4,182   | △1,289 | -30.8  |
| 現金および現金同等物の純増加/(減少)額 | 662     | △1,294  | 1,956  | -151.2 |
| 為替変動の影響              | △13     | 102     | △115   | -112.7 |
| 現金および現金同等物に係る金融収益    | 21      | 20      | 1      | +5.0   |
| 組替の影響                | 129     | △117    | 246    | -210.3 |
| 現金および現金同等物の期末残高      | 3,692   | 2,893   | 799    | +27.6  |

#### (i) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）

| (単位：百万ユーロ)                    | 2017年  | 2016年  | 変動     | 変動率(%) |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| 連結会社の税引前利益                    | 3,401  | 4,181  | △780   | -18.7  |
| (減損)/戻入                       | 518    | 639    | △121   | -18.9  |
| 減価償却費および償却費、引当金繰入額ならびに公正価値の変動 | 9,980  | 9,814  | 166    | +1.7   |
| 金融収益および費用                     | 764    | 948    | △184   | -19.4  |
| 関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金    | 243    | 330    | △87    | -26.4  |
| 資産譲渡損益                        | △2,739 | △877   | △1,862 | +212.3 |
| 運転資本の変動                       | 1,476  | △1,935 | 3,411  | -176.3 |
| 営業によるキャッシュ・フロー（純額）            | 13,643 | 13,100 | 543    | +4.1   |
| 金融費用支出（純額）                    | △1,209 | △1,137 | △72    | +6.3   |
| 法人所得税支払額                      | △771   | △838   | 67     | -8.0   |
| 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）          | 11,663 | 11,125 | 538    | +4.8   |

2017年、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2016年から538百万ユーロ増加して、11,663百万ユーロとなった。かかる変動は以下の結果として生じた営業によるキャッシュ・フロー（純額）における543百万ユーロの増加を反映している。

- ・運転資本の改善（2016年と比較して+3,411百万ユーロ）。
- ・資産譲渡損益の増加（2016年と比較して-1,862百万ユーロ。基本的には、CTEの49.9%の売却（1,462百万ユーロ）に対応するものである。）。

## (ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

2017年、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2016年の16,557百万ユーロと比較して、11,713百万ユーロとなった。以下の表は、有形固定資産および無形資産の取得および売却、企業の取得および売却（取得／譲渡現金控除後）ならびに金融資産の増減に基づく、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）の概要を示している。

| (単位：百万ユーロ)                  | 2017年          | 2016年          | 変動           | 変動率(%)       |
|-----------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| 無形資産および有形固定資産への投資           | △14,747        | △14,397        | △350         | +2.4         |
| 無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）   | 1,140          | 508            | 632          | +124.4       |
| <b>資本支出（純額）</b>             | <b>△13,607</b> | <b>△13,889</b> | <b>282</b>   | <b>-2.0</b>  |
| 持分投資の取得、取得現金控除後             | △2,463         | △127           | △2,336       | +1,839.4     |
| 持分投資の処分、譲渡現金控除後             | 2,472          | 372            | 2,100        | +564.5       |
| 金融資産の変動                     | 1,885          | △2,913         | 4,798        | -164.7       |
| <b>投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）</b> | <b>△11,713</b> | <b>△16,557</b> | <b>4,844</b> | <b>-29.3</b> |

## 資本支出（純額）

2017年、資本支出（純額）は、2016年より282百万ユーロ減少して（-2.0%）、13,607百万ユーロとなった。同期間中における当グループの資本支出（純額）の推移は、以下のとおりである。

| (単位：百万ユーロ)      | 2017年         | 2016年         | 変動          | 変動率(%)      |
|-----------------|---------------|---------------|-------------|-------------|
| フランスー発電と供給業務    | 5,813         | 5,745         | 68          | +1.2        |
| フランスー規制業務       | 3,995         | 3,770         | 225         | +6.0        |
| 英国              | 2,386         | 1,911         | 475         | +24.9       |
| イタリア            | 182           | 406           | △224        | -55.2       |
| その他国外           | 309           | 493           | △184        | -37.3       |
| その他事業           | 922           | 1,564         | △642        | -41.0       |
| <b>資本支出（純額）</b> | <b>13,607</b> | <b>13,889</b> | <b>△282</b> | <b>-2.0</b> |

資本支出は純投資の要素のうちの1つであり、その詳細は「第3 7（5）②純負債額」に記載される。

## 持分投資の取得／処分、取得／譲渡現金控除後

2017年においては、新規投資（取得現金控除後）は、2016年から2,336百万ユーロ増加し、2,463百万ユーロとなった。主な投資は、Framatomeの75.5%の取得（1,868百万ユーロ）であった。

2017年においては、投資の処分（譲渡現金控除後）は、2,100百万ユーロ増加し、2,472百万ユーロとなった。主な処分は、CTEの49.9%の売却（1,282百万ユーロ）であった。

## 金融資産の変動

2017年における金融資産の変動は、+1,885百万ユーロの増加であり、これは主に流動資産（専用資産を除く。）の売却に対応するものである。

2016年における金融資産の全体的な変動は、-2,913百万ユーロであり、これは主に流動資産の取得およびCSPE債権の専用資産に配分されなかった部分の譲渡（「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）を反映している。

## (iii) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

| (単位：百万ユーロ)               | 2017年 | 2016年 | 変動    | 変動率(%) |
|--------------------------|-------|-------|-------|--------|
| EDFの増資                   | 4,005 | -     | 4,005 | +100.0 |
| 非支配株主との取引 <sup>(1)</sup> | 481   | 1,368 | △887  | -64.8  |
| 親会社の支払配当金                | △109  | △165  | 56    | -33.9  |
| 非支配株主に対する支払配当金           | △183  | △289  | 106   | -36.7  |
| 自己株式の買入/売却               | △6    | △2    | △4    | +200.0 |

|                       |        |        |        |        |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|
| 株主とのキャッシュ・フロー         | 4,188  | 912    | 3,276  | +359.2 |
| 借入債務の発行               | 2,901  | 9,424  | △6,523 | -69.2  |
| 借入債務の返済               | △6,304 | △6,176 | △128   | +2.1   |
| 永久劣後債の発行              | △565   | △582   | 17     | -2.9   |
| 委譲運営資産に対する受取拠出金       | 144    | 143    | 1      | +0.7   |
| 投資補助金                 | 348    | 417    | △69    | -16.5  |
| 財務活動によるその他のキャッシュ・フロー  | △3,476 | 3,226  | △6,702 | -207.7 |
| 財務活動によるキャッシュ・フロー (純額) | 712    | 4,138  | △3,426 | -82.8  |

(1) 被支配会社の増資および減資ならびに持分の追加取得によるものである。

2017年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2016年から3,426百万ユーロ減少して、712百万ユーロに及ぶ純インフローをもたらした。かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- ・ EDFの増資による4,005百万ユーロ。
- ・ 非支配株主との取引における887百万ユーロの減少。2017年における当該取引には、Hinkley Point Cの増資におけるCGNの出資金501百万ユーロが含まれる。2016年における非支配株主との取引には、CGNに対するHinkley Point C (HPC) Holding Coの持分33.5%およびSizewell C Holding Coの持分20%の売却による受取金830百万ユーロ、ならびにHinkley Point CおよびSizewell Cの増資におけるCGNの出資金469百万ユーロが含まれていた。

## ② 純負債額

純負債額は、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除した後の借入金ならびに金融負債の合計からなる。流動性の高い資産とは、当初の満期が3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されるファンドまたは証券からなる金融資産である。

当グループの純負債額は、2016年12月31日現在は37,425百万ユーロであったのに対し、2017年12月31日現在は、33,015百万ユーロであった。

| (単位：百万ユーロ)                             | 2017年         | 2016年         | 変動            | 変動率(%)       |
|----------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)</b>     | <b>13,742</b> | <b>16,414</b> | <b>△2,672</b> | <b>-16.3</b> |
| EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去                    | △1,796        | △1,703        |               |              |
| 金融費用支出（純額）                             | △1,209        | △1,137        |               |              |
| 法人所得税支払額                               | △771          | △838          |               |              |
| その他の項目（関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金を含む。） | 221           | 323           |               |              |
| <b>営業キャッシュ・フロー<sup>(1)</sup></b>       | <b>10,187</b> | <b>13,059</b> | <b>△2,872</b> | <b>-22.0</b> |
| 運転資本の変動                                | 1,476         | △1,935        |               |              |
| 純投資 <sup>(2)</sup>                     | △9,810        | △11,663       |               |              |
| <b>純投資後のキャッシュ・フロー</b>                  | <b>1,853</b>  | <b>△539</b>   |               |              |
| 専用資産                                   | △1,171        | 10            |               |              |
| <b>配当前キャッシュ・フロー<sup>(3)</sup></b>      | <b>682</b>    | <b>△529</b>   |               |              |
| 現金支払配当金                                | △891          | △1,036        |               |              |
| <b>当グループのキャッシュ・フロー</b>                 | <b>△209</b>   | <b>△1,565</b> |               |              |
| その他貨幣的変動                               | 3,855         | 549           |               |              |
| <b>純負債額の(増加)/減少（為替レート変動による影響を除く。）</b>  | <b>3,646</b>  | <b>△1,016</b> |               |              |
| 為替レート変動による影響                           | 701           | 1,107         |               |              |
| その他非貨幣的変動による影響                         | 63            | △121          |               |              |
| <b>純負債額の(増加)/減少</b>                    | <b>4,410</b>  | <b>△30</b>    |               |              |
| <b>期首における純負債額</b>                      | <b>37,425</b> | <b>37,395</b> |               |              |
| <b>期末における純負債額</b>                      | <b>33,015</b> | <b>37,425</b> |               |              |

- (1) 営業キャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標とは直接比較できないものである。営業活動による資金（FF0）とも認識されているかかる指標は、金融費用支出（純額）および法人所得税支払額を控除後の、経常外効果の影響と関連する調整をした運転資本の変動を除く営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）に相当する。
- (2) 純投資は、成長のための営業投資および金融投資の純処分額である。また、純投資には、証券の取得時または処分時に取得もしくは譲渡された純負債、投資補助金受取額、非グループパートナー投資、Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画も含まれる。
- (3) 配当前キャッシュ・フローは、IFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。この値は、運転資本の変動、注記(2)で定義される純投資および専用資産への純割当額を控除した後の注記(1)で定義される営業キャッシュ・フローに等しい。

#### (i) 営業キャッシュ・フロー

2017年の営業キャッシュ・フローは、2016年の13,059百万ユーロと比較して2,872百万ユーロ減少して（-22.0%）、10,187百万ユーロとなった。

かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- EBITDAの減少（-2,672百万ユーロ）。
- 主に、2016年10月の社債発行の2017年における通期影響および2017年初めの社債発行によって説明される金融費用支出（純額）の増加（2016年の-1,137百万ユーロに対し、2017年は-1,209百万ユーロ）。
- 主として英国における課税所得が減少したことに起因する法人所得税の減少（2016年の-838百万ユーロに対し、2017年は-771百万ユーロ）。
- 主として2017年3月のCTEの49.9%の売却後における受取配当金の減少に起因する「その他の項目（関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金を含む。）」の減少（2016年の323百万ユーロに対し、2017年は221百万ユーロ）。

#### (ii) 運転資本の変動

2017年中、運転資本は1,476百万ユーロ改善した。

かかる変動は、主として以下により説明される。

- 2014年のフランスの規制販売料金の調整額+814百万ユーロの受領。
- 主として棚卸資産および営業債権に係る運転資本改善計画により生じる増加（約+422百万ユーロ）。

・フランスにおける良好な天候の影響（＋228百万ユーロ）。

2016年から2017年の間の運転資本の変動の差異（＋3,411百万ユーロ）は、2014年のフランスの規制販売料金の調整（＋1,753百万ユーロ）およびフランスにおける良好な天候の影響（＋963百万ユーロ）により説明される。また、かかる差異には、石炭取引事業（EDF Trading）の処分およびPGEに対するEDF Polskaの資産の売却に起因する、2017年の最適化取引業務における在庫の減少（＋460百万ユーロ）も反映されている。

### (iii) 純投資

純投資は、2016年の11,663百万ユーロから1,853百万ユーロ減少して（－15.9%）、2017年は9,810百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

| (単位：百万ユーロ)                                | 2017年  | 2016年  | 変動     | 変動率(%) |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| フランスー発電と供給業務                              | 5,849  | 5,692  | 157    | +2.8   |
| フランスー規制業務                                 | 3,212  | 3,301  | △89    | -2.7   |
| 英国                                        | 643    | 806    | △163   | -20.2  |
| イタリア                                      | 511    | 458    | 53     | +11.6  |
| その他国外                                     | 553    | 607    | △54    | -8.9   |
| その他事業                                     | 1,200  | 952    | 248    | +26.1  |
| Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純投資 | 11,968 | 11,816 | 152    | +1.3   |
| Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画       | △2,158 | △153   | △2,005 | n.a.   |
| 純投資                                       | 9,810  | 11,663 | △1,853 | -15.9  |

n.a. = 該当事項なし。

### (イ) Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純投資

フランスー発電と供給業務セグメントによる純投資は、157百万ユーロ、すなわち＋2.8%増加した。かかる増加は、主にブション火力発電所への投資に起因する。

フランスー規制業務セグメントによる純投資は、89百万ユーロ（－2.7%）減少した。これは、特にLinkyメーターの展開により計量所および変圧器の数が減少したことを反映したものである。

フランス国外において、純投資は、164百万ユーロ（－8.8%）減少した。

- ・英国において、163百万ユーロ（－20.2%）の減少は、主として石炭火力発電所および原子力発電所への投資の減少ならびにスマート・メーターおよび（程度は低い）再生可能エネルギーに対する投資ペースが鈍化したことによって説明される。
- ・イタリアにおいて、純投資は、53百万ユーロ増加した。これは、エネルギー・サービスに対する投資によるものであった。
- ・その他国外セグメントにおいて、純投資は、実質的に横ばい（－54百万ユーロ）であった。これは、主としてポーランドの石炭発電所およびコジェネレーション発電所における近代化および環境コンプライアンス・プログラムの終了が、中国への投資の増加によって相殺されたことによる。

その他事業セグメントにおいては、再生可能エネルギーの開発が速まったことを反映して、純投資は248百万ユーロ、すなわち＋26.1%増加した。この増加は主として、北米での投資は減少したものの、欧州およびブラジルにおける投資を強化したEDF Énergies Nouvellesに関連するものであった。

### (ロ) Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画

- ・2017年に強化された、612百万ユーロに上るLinkyプログラムへの投資
- ・当グループの新規開発プロジェクトに対応する新たな開発。2017年におけるこれらの新たな開発は、Framatomeの取得への投資（1,868百万ユーロ）、英国の新規原子力発電所への投資（ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの強化は外国為替による好影響により一部相殺された。）ならびに（程度は低い）英国およびフランスにおける洋上風力発電所プロジェクトへの投資ならびに、英国におけるサービス会社の買収に関連するものであった。
- ・資産の売却は、特にCTEの49.9%、ポーランドの会社、ハンガリーのEDF Démász Zrt、イタリアの電力網および再ガス化資産ならびにフランスおよびイタリアの不動産の売却に関連し、6,193百万ユーロに上った。

### (iv) 専用資産

放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号に準拠して、EDFは、その長期原子力債務に対応する資金調達を確実にを行うため、専用資産のポートフォリオを作成し、その額は2017年12月31日現在合計26,502百万ユーロとなった。

専用資産の変動は、全体的に以下の項目からなる。

- ・債務を完全に填補するための配分。
- ・これらの資産から生じた金融収益（配当および利息）の再投資。
- ・2006年6月28日付法律の適用範囲内である長期原子力債務の適用により当該期間において発生した費用に対応する資産からの引出し。
- ・ポートフォリオの価値が、賄われるべき責任の額を超過した際に、専用資産を管理するガバナンス機関へ提案された、例外的な引出し（かかる引出しは、その組織により認可されなければならない。）。

2017年における－1,171百万ユーロの専用資産の純変動は、上記の最初の3項目に対応しており、経済・財務担当大臣および環境・エネルギー・海洋担当大臣からの2017年2月10日付書簡に従った1,095百万ユーロの規制上の割当てを含む。

#### (v) 配当前キャッシュ・フロー

2017年の配当前キャッシュ・フローは682百万ユーロのプラス（2016年は－529百万ユーロ）となった。これは主に以下の要因により説明される。

- ・10,187百万ユーロの営業キャッシュ・フロー。
- ・－9,810百万ユーロの純投資。
- ・専用資産への－1,171百万ユーロの純割当額。
- ・運転資本における1,476百万ユーロのプラスの変動。

2016年からの1,211百万ユーロの変動は、運転資本および預金における変動がプラスとなったことに主に起因する。しかしながら、かかる影響は営業キャッシュ・フローの減少（－2,672百万ユーロ）および専用資産への純割当額の増加（－1,181百万ユーロ）により低減した。

#### (vi) 現金支払配当金

2017年の現金支払配当金（－891百万ユーロ）は、以下により構成される。

- ・2016年の配当金残高（－75百万ユーロ）。
- ・2017年の中間配当（－35百万ユーロ）。これは、取締役会により2017年11月7日に決定され、2017年12月11日に株式による配当オプションを選択しなかった株主に対して1株当たり0.15ユーロで支払われた。
- ・2013年1月および2014年1月に行われた「ハイブリッド」債の発行のための永久劣後債の持参人に対する2017年の支払い（－565百万ユーロ）。
- ・当グループの子会社による少数株主に対する支払配当金（－217百万ユーロ）。

#### (vii) 当グループのキャッシュ・フロー

当グループのキャッシュ・フローは、2016年の－1,565百万ユーロに対して－209百万ユーロとなった。1,356百万ユーロの増加は、主に配当前キャッシュ・フローの変動（＋1,211百万ユーロ）および現金支払配当金の減少（＋145百万ユーロ）を反映している。



**(viii) 為替レートの変動による影響**

2017年12月31日現在、外国為替の影響（主に対ユーロにおける英ポンドの下落および米ドルの上昇によるもの（2016年12月31日の1.168ユーロ／英ポンドから2017年12月31日には1.127ユーロ／英ポンドとなり、英ポンドはユーロに対して-3.51%下落した。2016年12月31日の0.949ユーロ／米ドルから、2017年12月31日には0.834ユーロ／米ドルとなり、米ドルはユーロに対して-12.12%下落した。））は、+701百万ユーロの好影響を当グループの純負債額に与えた。

**(ix) その他貨幣的変動**

その他貨幣的変動は、主に2017年3月の優先引受権による現金増資に伴い、2017年12月31日現在の当グループの純負債額に対して+3,855百万ユーロのプラスの影響を与えた。かかる増資により、当グループの純負債額は、4,005百万ユーロ減少（費用控除後）した。

**(6) 市場リスクの管理および統制****① 金融リスクの管理および統制**

本項では、戦略的財務管理フレームワークにおいて規定されている当グループの金融リスク（流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよび株式リスク）の管理に関する方針および指針ならびにEDFグループによって導入された当グループのカウンターパーティー・リスク管理方針について記載している。これらの指針はEDFおよび事業上の被支配子会社またはEnedisのような法律によって独立経営の特別保証を受けていない子会社にのみ適用される。IFRS第7号に従い、以下の段落は、感応度および信用（カウンターパーティー）リスクの分析に基づいた、金融商品から生じるリスクの性質について記載している。

2002年以降、専門組織である、金融リスク管理・投資部門（*département Contrôle des Risques Financiers et Investissements*またはCRFI）は、主として戦略的財務管理フレームワーク（2015年7月）の指針の適切な適用を期することによって当グループ・レベルで金融リスク管理を担当している。この部門は、2008年以降、当グループのリスク部門に報告を行っている独立したユニットであり、EDFの事業体および運営上の支配の及ぶグループ子会社（Enedisを除く。）の契約相手方の債務不履行リスクの二次チェック（手順面および組織面）ならびにEDF SAの金融取引担当部署の資金調達活動の一次チェックを行うという職務も担っている。またCRFI部門は、専用資産ポートフォリオに関する運用活動の二次チェックも実施している。

CRFI部門は、EDF SAの金融取引担当部署の活動に関連するリスク指標に関して日次および週刊の監視報告書を公表している。

管理が実際に実施されていること、また、その効果を徹底するため、定期的な内部監査が行われている。

**(i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理****(イ) 流動性ポジション**

2017年12月31日現在、流動性の高い資産、現金および現金同等物により構成される当グループの流動資産は総額22,655百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は11,943百万ユーロであった。

2018年において予定されている当グループの債務返済額（元本および利息）は、社債（ハイブリッド債を除く。）に係る3,712百万ユーロも含めて、2017年12月31日現在、10,429百万ユーロとなる見込みである。

2017年12月31日現在、当グループの企業で、借入れについて債務不履行に陥っている企業はなかった。

**(ロ) 流動性リスクの管理**

2017年1月20日に、EDFは、満期が10年以上の4本の優先債の日本市場における発行（サムライ債）によって、137十億円（約1.1十億ユーロ）を調達した。

- ・1.088%固定金利、10年満期の107.9十億円の債券
- ・1.278%固定金利、12年満期の19.6十億円のグリーンbond
- ・1.569%固定金利、15年満期の6.4十億円のグリーンbond
- ・1.870%固定金利、20年満期の3.1十億円の債券

これらの運用は、当グループの投資戦略に貢献しており、債券の平均満期を延長する方針の一環である。

当グループの借入債務の詳細については、2017年度の連結財務書類の注記38.2「借入金およびその他の金融負債」を参照。

当グループの負債の平均満期は、2016年12月31日現在における13.4年に対し、2017年12月31日現在においては13.7年であった。EDF SAの負債の平均満期は、2016年12月31日現在における14.4年に対し、2017年12月31日現在においては14.3年となった。

2017年12月31日現在、金融負債（利息の支払いを含む。）の残存満期は、IAS第39号に基づいた場合、下記のとおりとなる（値は、2017年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

| 2017年12月31日<br>(単位：百万ユーロ) | 負債            | ヘッジ手段 <sup>(1)</sup> |             | 負債に<br>対する<br>保証 |
|---------------------------|---------------|----------------------|-------------|------------------|
|                           |               | 金利スワップ               | 通貨スワップ      |                  |
| 2018年                     | 10,429        | △543                 | △21         | 349              |
| 2019年から2022年              | 20,876        | △1,862               | △70         | 144              |
| 2023年以降                   | 64,764        | △3,029               | △806        | 120              |
| <b>合計</b>                 | <b>96,069</b> | <b>△5,434</b>        | <b>△897</b> | <b>613</b>       |
| 債務返済                      | 55,512        |                      |             |                  |
| 支払利息                      | 40,557        |                      |             |                  |

(1) ヘッジ商品のデータは、資産および負債の両方を含む。

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができている。

幅広い特有な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンドバイ・クレジット・ラインの形で、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。EDF SAおよびNatixis Belgique Investissements銀行と共同で設立された投資子会社であるEDF Investissements Groupe (EDF IG) も、EDFグループのフランス国外の事業に対してEDF SAおよびEDF IGが完全に単独で中期および長期的な融資を提供する。各企業は、アームズレングスの市場取引においてかかる子会社が設定されるであろう条件と同等の条件を自らにも設定している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化。当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー(billets de trésorerie)、米国のコマーシャル・ペーパーおよびユーロ市場のコマーシャル・ペーパーのためのプログラムを通じて、さまざまな市場において短期資金を調達することができる。EDFの場合、これらのプログラムの上限は、フランスのコマーシャル・ペーパーについては6十億ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパーについては10十億米ドル、そしてユーロ市場のコマーシャル・ペーパーについては1.5十億ユーロである。

2017年12月31日現在、発行済みのフランスのコマーシャル・ペーパーは700百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては1,496百万米ドルであった。2017年において、ユーロ市場のコマーシャル・ペーパーは発行されていない。EDFは、世界の主要な債券市場に参入している。ユーロ市場（特にユーロ債および英ポンド債）については、現在上限が45十億ユーロのEMTNプログラムで参入しており、フランス国内市場では米ドル建て（144A債券）、円建て（サムライ債）およびスイス・フラン建てのスタンドアロン発行で参入している。

以下の表は、2017年12月31日現在における当グループの主要な借入を記載している。

## 借入の種類

| (各通貨の単位：百万)         | 発行体 | 発行日 <sup>(1)</sup> | 満期       | 額面金額    | 通貨   | 利率    |
|---------------------|-----|--------------------|----------|---------|------|-------|
| ユーロMTN              | EDF | 2008年2月            | 2018年2月  | 1,500   | ユーロ  | 5.00% |
| 債券                  | EDF | 2009年1月            | 2019年1月  | 2,000   | 米ドル  | 6.50% |
| 債券                  | EDF | 2014年1月            | 2019年1月  | 1,250   | 米ドル  | 2.15% |
| 債券                  | EDF | 2010年1月            | 2020年1月  | 1,400   | 米ドル  | 4.60% |
| ユーロMTN              | EDF | 2008年5月            | 2020年5月  | 1,200   | ユーロ  | 5.38% |
| 債券                  | EDF | 2015年10月           | 2020年10月 | 1,500   | 米ドル  | 2.35% |
| ユーロMTN              | EDF | 2009年1月            | 2021年1月  | 2,000   | ユーロ  | 6.25% |
| ユーロMTN<br>(グリーンボンド) | EDF | 2013年11月           | 2021年4月  | 1,400   | ユーロ  | 2.25% |
| ユーロMTN              | EDF | 2012年1月            | 2022年1月  | 2,000   | ユーロ  | 3.88% |
| ユーロMTN              | EDF | 2012年9月            | 2023年3月  | 2,000   | ユーロ  | 2.75% |
| ユーロMTN              | EDF | 2009年9月            | 2024年9月  | 2,500   | ユーロ  | 4.63% |
| 債券<br>(グリーンボンド)     | EDF | 2015年10月           | 2025年10月 | 1,250   | 米ドル  | 3.63% |
| ユーロMTN              | EDF | 2010年11月           | 2025年11月 | 750     | ユーロ  | 4.00% |
| ユーロMTN<br>(グリーンボンド) | EDF | 2016年10月           | 2026年10月 | 1,750   | ユーロ  | 1.00% |
| 債券                  | EDF | 2017年1月            | 2027年1月  | 107,900 | 日本円  | 1.09% |
| ユーロMTN              | EDF | 2012年3月            | 2027年3月  | 1,000   | ユーロ  | 4.13% |
| ユーロMTN              | EDF | 2010年4月            | 2030年4月  | 1,500   | ユーロ  | 4.63% |
| ユーロMTN              | EDF | 2001年7月            | 2031年7月  | 650     | 英ポンド | 5.88% |
| ユーロMTN              | EDF | 2003年2月            | 2033年2月  | 850     | ユーロ  | 5.63% |
| ユーロMTN              | EDF | 2009年6月            | 2034年6月  | 1,500   | 英ポンド | 6.13% |
| ユーロMTN              | EDF | 2016年10月           | 2036年10月 | 750     | ユーロ  | 1.88% |
| 債券                  | EDF | 2009年1月            | 2039年1月  | 1,750   | 米ドル  | 6.95% |
| ユーロMTN              | EDF | 2010年11月           | 2040年11月 | 750     | ユーロ  | 4.50% |
| ユーロMTN              | EDF | 2011年10月           | 2041年10月 | 1,250   | 英ポンド | 5.50% |
| 債券                  | EDF | 2014年1月            | 2044年1月  | 1,000   | 米ドル  | 4.88% |
| 債券                  | EDF | 2015年10月           | 2045年10月 | 1,500   | 米ドル  | 4.75% |
| 債券                  | EDF | 2015年10月           | 2045年10月 | 1,150   | 米ドル  | 4.95% |
| ユーロMTN              | EDF | 2010年9月            | 2050年9月  | 1,000   | 英ポンド | 5.13% |
| ユーロMTN              | EDF | 2016年10月           | 2056年10月 | 2,164   | 米ドル  | 4.99% |
| 債券                  | EDF | 2014年1月            | 2114年1月  | 1,350   | 英ポンド | 6.00% |

(1) 資金を受領した日。

2017年12月31日現在、EDFは、総額10,280百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート・ローンおよび相対与信限度）を有する。

- ・シンジケート与信枠は、2020年11月までの期限の延長に伴い、4十億ユーロとなった。2017年12月31日現在、かかるシンジケート与信枠からの引出しは行われていない。
- ・相対与信枠は、利用可能額6,150百万ユーロに相当し、その期限は2020年12月までに延長された。利用可能与信枠のレベルは、当グループが十分な予備の与信枠を確実に有することができるように、極めて頻繁に審査される。
- ・European Investment Bankとの与信枠を通じた利用可能額は130百万ユーロである。2017年12月31日現在、与信枠合計の200百万ユーロから、70百万ユーロが引き出された。2017年12月31日現在、他の3つの与信枠につき、225百万ユーロ、500百万ユーロおよび500百万ユーロが全額引き出された。

EDF Investissements Groupeは、1,000百万ユーロのシンジケート与信枠（2020年9月に期限を迎える）を有している。2017年12月31日現在、これらの与信枠からの引出しは行われていない。

Edisonは、European Investment Bankに275百万ユーロの与信枠（すべて引き出されている。）および複数の銀行に300百万ユーロの与信枠（2017年12月31日現在、かかる与信枠から引出しは行われていない。）を有している。

## (ii) 格付

2017年12月31日現在、財務格付機関であるスタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズおよびフィッチ・レーティングスは、EDFグループに以下の長期格付および短期格付を割り当てた。

| 会社          | 格付機関            | 長期格付 |                          | 短期格付 |
|-------------|-----------------|------|--------------------------|------|
| EDF         | スタンダード・アンド・プアーズ | A-   | ネガティブな見通し <sup>(1)</sup> | A-2  |
|             | ムーディーズ          | A3   | 安定した見通し                  | P-2  |
|             | フィッチ・レーティングス    | A-   | 安定した見通し                  | F2   |
| EDF Trading | ムーディーズ          | Baa2 | 安定した見通し                  | n.a. |
| EDF Energy  | スタンダード・アンド・プアーズ | BBB- | ネガティブな見通し <sup>(2)</sup> | A-3  |
| Edison      | スタンダード・アンド・プアーズ | BB+  | 安定した見通し                  | B    |
|             | ムーディーズ          | Baa3 | 安定した見通し                  | n.a. |

n.a. = 該当事項なし。

(1) S&Pは、EDFの見通しを2017年11月20日に安定した見通しからネガティブな見通しに修正した。

(2) S&Pは、EDF Energyの見通しを2017年11月20日に安定した見通しからネガティブな見通しに修正した。

## (iii) 為替リスクの管理

当グループは、事業および事業地域の多様化により、貸借対照表項目、当グループの金融費用ならびに自己資本および純利益に係る換算差額に影響を与える可能性がある為替レートの変動リスクに晒されている。

当グループは、為替リスクに対するエクスポージャーを制限するために、以下の管理指針を導入した。

- ・ 現地通貨での資金調達：各事業体は、現地の金融市場の機能に照らして可能な限り、事業資金をその現地の会計通貨で調達する。資金がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを制限するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・ 資産および負債のマッチング：当グループは、ユーロ圏外に所在する子会社の純資産により、為替リスクに晒される。連結貸借対照表において、為替リスクは、金融デリバティブを用いた市場でのヘッジにより管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジはリスク／リターン指標に従うところ、ヘッジ比率は通貨によって異なり、プリンシパルエクスポージャーの36%から66%の範囲にある。ヘッジ手段がない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高のオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監視される。
- ・ 外国通貨建の営業キャッシュ・フローのヘッジ：一般的に、EDFおよびその子会社の営業キャッシュ・フローは、現地通貨建てである。ただし、（主に米ドル建てで行われる）燃料購入に関するキャッシュ・フローおよびさほど多額ではない設備購入に関する特定のキャッシュ・フローはこの限りではない。戦略的財務管理フレームワークにおいて規定される方針の下、EDFおよび為替リスクの影響を受ける主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Énergies Nouvelles）は、将来におけるこれらの営業キャッシュ・フローに関連して確実に生じるまたは高い可能性で生じるであろうコミットメントをヘッジすることが要求される。

資金調達および為替リスクのヘッジ方針の結果として、2017年12月31日現在の当グループの総負債の通貨別の内訳（ヘッジ後）は、以下のとおりである。

## 総負債の通貨別構造（ヘッジ前およびヘッジ後）

| 2017年12月31日<br>(単位：百万ユーロ) | 当初の負債構造       | ヘッジ手段の影響 <sup>(1)</sup> | ヘッジ手段の<br>影響を反映後の負債<br>構造 | 負債の割合(%)   |
|---------------------------|---------------|-------------------------|---------------------------|------------|
| ユーロ建て借入債務                 | 27,609        | 18,454                  | 46,063                    | 81         |
| 米ドル建て借入債務                 | 17,224        | △14,752                 | 2,472                     | 4          |
| 英ポンド建て借入債務                | 9,495         | △2,331                  | 7,164                     | 13         |
| その他通貨建て借入債務               | 2,518         | △1,371                  | 1,147                     | 2          |
| <b>負債合計</b>               | <b>56,846</b> | <b>-</b>                | <b>56,846</b>             | <b>100</b> |

(1) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2017年12月31日現在、当グループの総負債における為替レートの変動が自己資本に対して与える影響を示している。

## 当グループの総負債の為替リスク感応度

| 2017年12月31日<br>(単位：百万ユーロ) | ユーロ換算された<br>ヘッジ後の負債 | 為替レートの<br>不利な変動10%の影響 | 為替レートの<br>不利な変動10%後の負債 |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|
| ユーロ建て借入債務                 | 46,063              | -                     | 46,063                 |
| 米ドル建て借入債務                 | 2,472               | 247                   | 2,719                  |
| 英ポンド建て借入債務                | 7,164               | 716                   | 7,880                  |
| その他通貨建て借入債務               | 1,147               | 115                   | 1,262                  |
| <b>負債合計</b>               | <b>56,846</b>       | <b>1,078</b>          | <b>57,924</b>          |

当グループの総負債に対する為替リスクに係るヘッジ方針により、当グループの支配する会社の損益計算書は、為替リスクにわずかに晒される。

以下の表は、当グループの子会社の外貨建て純資産に関する為替持高を示している。

## 純資産ポジション

| 2017年12月31日 <sup>(1)</sup><br>(各通貨の単位：百万) | 純資産    | 社債    | デリバティブ | 管理後の純資産 |
|-------------------------------------------|--------|-------|--------|---------|
| 米ドル                                       | 4,426  | 3,200 | △1,380 | 2,606   |
| スイス・フラン<br>(スイス)                          | 713    | -     | 468    | 245     |
| 英ポンド (英国)                                 | 14,411 | 5,435 | △177   | 9,153   |
| チリ・ペソ<br>(チリ)                             | 1,135  | -     | -      | 1,135   |
| ポーランド・ズロチ<br>(ポーランド)                      | 340    | -     | 305    | 35      |
| ブラジル・レアル<br>(ブラジル)                        | 1,066  | -     | -      | 1,066   |
| 人民元 (中国)                                  | 10,028 | -     | -      | 10,028  |

(1) 2017年12月31日現在において計上された純資産。2017年12月31日現在において計上された社債およびデリバティブ。表示された純資産ポジションからは、一定の重要ではないエクスポージャーが除外されている。

上記の表は、当グループの外国子会社の外貨建て資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジおよび売却可能金融資産の公正価値の変動ならびに収益に計上された金融商品の公正価値の変動について調整されている。

以下の表は、2017年12月31日現在、当グループの主要子会社の外貨建て純資産において、資本に外国為替差損が生じるリスクを示している。これは、ユーロに対する均一為替レートの変動が10%であるという不利な条件を仮定している。純資産は、終値で換算され、その影響は絶対値で報告される。

## 純資産の為替リスク感応度

| (各通貨の単位：百万)          | 2017年12月31日     |                         |                           | 2016年12月31日     |                         |                           |
|----------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------|
|                      | 通貨別の管理<br>後の純資産 | ユーロ換算さ<br>れた管理後の<br>純資産 | 為替レート変<br>動10%の資本<br>への影響 | 通貨別の管理<br>後の純資産 | ユーロ換算さ<br>れた管理後の<br>純資産 | 為替レート変<br>動10%の資本<br>への影響 |
| 米ドル                  | 2,606           | 2,173                   | 217                       | 2,857           | 2,710                   | 271                       |
| スイス・フラン（スイス）         | 245             | 209                     | 21                        | 169             | 157                     | 16                        |
| 英ポンド（英国）             | 9,153           | 10,316                  | 1,032                     | 8,058           | 9,412                   | 941                       |
| チリ・ペソ<br>（チリ）        | 1,135           | 2                       | -                         | 2,607           | 4                       | -                         |
| ポーランド・ズロチ<br>（ポーランド） | 35              | 8                       | 1                         | 164             | 37                      | 4                         |
| ブラジル・レアル<br>（ブラジル）   | 1,066           | 268                     | 27                        | 1,377           | 401                     | 40                        |
| 人民元（中国）              | 10,028          | 1,285                   | 129                       | 10,141          | 1,385                   | 139                       |

売却可能有価証券に関する為替リスクは、主にEDFの専用資産ポートフォリオに集中している（「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

外貨建ての短期投資および営業負債に関する為替リスクは、2017年12月31日現在、当グループに依然として限定的なものであった。

## (iv) 金利リスクの管理

金利の変動に対する当グループの純負債額のエクスポージャーとして、2種類のリスクがある。1つは、変動金利金融資産および負債の純金融費用が変動するリスクであり、もう1つは、固定金利で投資された金融資産の価値が変動するリスクである。これらのリスクは、純負債額の変動金利部分の監督により管理され、金利の期待変動を考慮し、純金融支出に対するリスク／リターンを参照して定義される。

一部の負債は変動的であり、当グループは、ヘッジ目的で金利デリバティブを使用することができる。固定金利および変動金利のエクスポージャーの分配は、測定される。

2017年12月31日現在、当グループの負債の内訳（ヘッジ手段の後）は、55.3%が固定金利で、44.7%が変動金利であった。

2017年12月31日現在、ヘッジされた変動金利の総負債を基準とすると、金利が年間一律1%上昇することにより、金融費用が約254百万ユーロ増加する。

2017年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.95%であった。

以下の表は、2017年12月31日現在、当グループの負債構造および金利の1%変動の影響を示している。金利変動の影響は、2016年と比較して、49百万ユーロ減少した。

## 当グループの負債の構造および金利感応度

| 2017年12月31日<br>(単位：百万ユーロ) | 当初の負債構造 | ヘッジ手段の影響 | ヘッジ手段の影響を反映後の負債構造 | 金利変動1%の利益への影響 |
|---------------------------|---------|----------|-------------------|---------------|
| 固定金利                      | 52,900  | △21,469  | 31,431            | -             |
| 変動金利                      | 3,946   | 21,469   | 25,415            | 254           |
| 合計                        | 56,846  | -        | 56,846            | 254           |

金融資産に関して、以下の表は、EDFが保有する変動金利債券および変動金利譲渡可能債券の金利リスクならびに金利リスクへの感応度（純利益への影響）を示している。

## 変動利付債券の金利リスク感応度

| 2017年12月31日<br>(単位：百万ユーロ) | 価値    | 金利変動1%の利益への影響 | 金利変動1%後の価値 |
|---------------------------|-------|---------------|------------|
| 変動利付債券                    | 1,205 | △12           | 1,193      |

当グループの金利リスクは、とりわけ当グループの長期的な原子力コミットメントの価値（2017年度の連結財務書類の注記29を参照。）ならびに年金およびその他の特定の従業員給付に対する当グループのコミットメント（2017年度の連結財務書類の注記31を参照。）に関連し、様々な期間の金利に応じた割引率を使用して現在価値に調整され、専用資産の運用目的に保有される負債商品がこれらのコミットメントを補填するために確保される（「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

## (v) 株式リスクの管理

株式リスクは、以下の分野に集中している。

## EDFの原子力債務の補填

株式リスクの分析は、「第3 7（6）①（vi）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」に記載されている。

## EDF SA、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付債務の補填

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2017年12月31日現在、EDFの従業員給付債務に充てられた資産の30.9%（3.6十億ユーロ分の株式）が、株式に投資された。

2017年12月31日現在、EDF Energyが設立した2つの年金ファンド（EDF Energy Pension SchemeおよびEDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme）が、38.0%を上限として株式および33.6%を上限として株式ファンドに投資された。これは、654百万英ポンド分の株式に相当する。

2017年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、25.0%を上限として株式および株式ファンドに投資された。これは、1,688百万英ポンド分の株式に相当する。

## CENGファンド

CENGは、原子力発電所の廃炉費用を補填するために設定されたファンドの管理において、株式のリスクに晒されている。

## EDFの長期現金管理

EDFは、その長期現金管理方針の一環として、株式に相関性のある投資の割合を減少させる戦略を、引き続き行っており、その結果、2017年12月31日現在、同投資の割合は、1百万ユーロを優に下回る重要ではないポジションとなった。

## (vi) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力費用の財源確保のため、1999年以来、漸次、専用資産を形成してきた。2006年6月28日付法律およびその施行規則により運転サイクルに関連しない引当金が定義され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（2017年度の連結財務書類の注記47「EDFの専用資産」に記載される。）。

かかる専用資産ポートフォリオについては、取締役会ならびにその助言委員会（原子力監視委員会および監査委員会）の監視の下、運用されている。

原子力監視委員会（CSEN）は、2007年にEDFの取締役会により設立された専門委員会である。

原子力財務専門委員会（CEFEN）は、資産および負債のマッチングならびに資産運用に関する問題について、当社およびその経営陣を補佐することを目的としている。この委員会の委員は、EDFからは独立した立場にある。かかる委員には、特に、資産および負債の管理、金融経済研究および資産運用の分野において、技能と幅広い経験を有する人材が選定されている。

## ガバナンスおよび管理原則

EDFの取締役会によりその正当性が立証されるガバナンスの指針は、専用資産に関する構造ならびに専用資産の運用に係る意思決定および統制プロセスについて規定している。また、かかる方針は資産ポートフォリオの仕組み、財務管理者の選定ならびにファンドの法制、会計制度および税制についての原則についても定めている。

戦略的資産配分は、長期原子力費用の資金調達に最も適しているターゲット・ポートフォリオを特定するために行われる資産および負債の精査に基づいている。戦略的配分は、EDFの取締役会により承認され、必要がない限り、原則として3年ごとに見直される。2013年以降、対象の配分は金融ポートフォリオおよび非上場資産の約4分の1で構成される（2017年12月31日現在、割合は19.2%に達した。）。非上場資産はEDF Invest（2013年7月24日付命令に従い2013年に設立された。）により管理され、インフラ、不動産および投資ファンドにより構成される。

金融ポートフォリオには、2つのサブポートフォリオ、すなわち「株式」および「債券」が含まれており、さらにこれらのサブポートフォリオはそれぞれ特定の市場に対応する「二次資産区分」または「区分」に分類される。金融ポートフォリオの戦略的配分は、その49%が外国株式、51%が債券であった。

実績の監視および金融ポートフォリオのリスク管理のために、以下のベンチマーク指標が設定されている。

- ・株式サブポートフォリオについては、ユーロ換算でヘッジ後の50% MSCI World AC DN(新興国の通貨を除く。)
- ・債券サブポートフォリオについては、Citigroup EGBI（60%）およびCitigroup EuroBIG（社債）（40%）。

3つ目の「現金」サブポートフォリオは、填補する資産の目的に関連する支出の填補を確保するために存在し、特に、保守的なアプローチを要する市場危機の際に戦略的に強化することができる。

2013年2月13日に、CSPE債権は専用資産へ配分された（2017年度の連結財務書類の注記47を参照。）。

金融ポートフォリオの戦術的管理は、以下の複数の分野に焦点を当てている。

- ・「株式」および「債券」のサブポートフォリオの間で生じるエクスポージャーの監視。
- ・各サブポートフォリオ内における「二次資産区分」による割当て。
- ・多様化を目的とする投資ファンドの選定。
  - －種類別（成長株、非上場有価証券およびハイリターン株）
  - －資本別（主要株、中型株および小型株）
  - －投資プロセス別（マクロ経済および分野別アプローチならびに「株式数」ベースでの株式の選定等）
  - －投資媒体別（投資比率の上限に従う）
- ・債券については、選定された証券を直接保有、仲介業者を通じての保有または多様化を考慮した投資ファンドを通じての保有。
  - －発行の種類別（確定利付債、インデックス型債券）
  - －証券の種類別（国債または国際機関債、担保付社債および類似の社債）
  - －発行者別および満期日別

金融ポートフォリオのための配分方針は、各々の市場および地域に関する経済および財政的な見通し、異なる市場および市場セグメントにおける市場評価の見直し、ならびにCRFI部門により作成されたリスク分析に基づき、運用管理委員会（専用資産の運用に関して査定、協議および運用上の意思決定を行う常設の内部委員会）により構築された。

## 2017年におけるポートフォリオの変動

2017年3月31日、関連する合併規制当局からの承認を受けた後、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対する、2016年12月以降RTEの株式の100%を保有していた送電事業者であるCoentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の49.9%持分の売却を完了した。この売却は、RTEの株式100%を8.2十億ユーロと評価して行われた。かかる取引の完了後、EDFのCTEにおける投資の全部（50.1%）が、EDF Investの保有する専用資産に割り当てられた。

EDF Investは、2017年にわたって、特に以下の取引によってインフラ、不動産および投資ファンドのポートフォリオの強化を継続した。

2017年4月、Atlantiaの取締役会は、Autostrade per l'Italiaの資本5%について、Allianz、EDF Investおよび投資ファンドであるDIFから構成されるコンソーシアムからの拘束力を持つオファーを受け入れた。この取引は、2017年7月に完了し



た。コンソーシアムにより取得されたAutostrade per l'Italiaの持分は、Atlantiaにより付与されたコール・オプションの行使によって当初予定されていた5%から6.94%まで引き上げられた。

Autostrade per l'Italiaは、イタリアの高速道路網の50%超を運営し、イタリアの高速道路全長の61%を運営する、欧州において最大の高速道路コンセッションの運営会社の1つである。同社の道路網は、イタリアの16地域にわたり約3,000キロメートルに及ぶ合計21の高速道路からなる。

2017年6月および9月、EDF Investは、Foncière des Régionsのイタリアの子会社であるBeni StabiliおよびPredicaとCentral Sicafの非支配持分を取得した。Central Sicafは、現在はすべてTelecom Italiaに賃貸されており、以前はBeni Stabiliにより100%保有されていた事務所および工業用物件のポートフォリオを管理している。

2017年10月、EDF Investは、KKR Infrastructureとともに、オランダの駐車場運営者であるQ-Park NVにおける少数株主持分の取得を完了した。Q-Parkは欧州最大の駐車場運営者の一社であり、欧州北西部の10か国にわたる6,300件超の用地に870,000を超える駐車場スペースを有する。同社は、戦略的な立地にある高品質の駐車場に係る投資、建設および管理を専門とし、2,100人の従業員を擁する。

2017年12月、EDF Investは、主にL'Orealの高級品部門に賃貸されている、ルヴァロワ・ペレに所在するEcwestにおける不動産開発の50%を取得した。1,085の駐車場スペースを有する59,000㎡の当該新規物件は、2017年6月に竣工し、BREEAMの「優秀」およびHQEの「非常に優秀」の両環境認証を取得している。

EDF Investは、4年間の活動を経て、2017年12月31日現在、合計2.7十億ユーロ（CTEを除く。）となる非上場資産からなる多様なポートフォリオを構築した。EDF Investの設立以降初めて、同社による当グループ外に対する投資が、CTEに対する持分投資に並んだ。EDF Investの活動および資産についての詳細は、同社のウェブサイト（www.edfinvest.com）において入手可能である。

2013年以降のEDF Investのポートフォリオ（CTEを除く。）の内部収益率（IRR）は、特にインフラに関する7%の経常的な直接利回り（経常外項目および一部売却分を除く、EDF SAの専用資産に移転した現金）を含めて、インフラおよび不動産において約11%であった。

インフラにおいては、EDF Investは、主要な市場参加者であるパートナー（Allianz等の保険会社、シンガポールのソブリン・ファンドであるGIC等の機関、ならびにAtlantiaおよびSNAM等の産業会社）とともに、欧州における8件の取引に対して1.6十億ユーロを投資し、欧州全域（6か国）にわたり様々な部門において拡大する能力を示した。

不動産においては、EDF Investは、フランス、ドイツおよびイタリアにおいて10件を超える取引に0.7十億ユーロを投資しており、当年度に行われた取引に示されるとおり、重要な取引に参加する能力を市場において広く認められた機関投資家である。

金融ポートフォリオにおける変動は、以下の「EDFの専用資産ポートフォリオの実績」と題する項目において記載される。

2017年12月31日現在、専用資産による引当金の補填率は、規制上の計算を適用し、108.5%となった。

専用資産からの引出額は、2017年に補填される長期原子力債務に関する支払額と同額の総額378百万ユーロ（2016年は377百万ユーロ）であった。2017年3月、経済・財務担当大臣および環境・エネルギー・海洋担当大臣からの2017年2月10日付書簡に従い、2016年に係る1,095百万ユーロの専用資産への規制上の割当て（命令第2007-243号（改正済）第2-IV条により義務付けられた。）がなされた（2016年には、かかる割当てはなされなかった。）。2017年に係る専用資産への規制上の割当ては、（カバレッジ・レシオを110%として）386百万ユーロであり、2018年中に行われる予定である。

#### EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績 ポートフォリオの内訳

|                   | 2017年12月31日 | 2016年12月31日 |
|-------------------|-------------|-------------|
| 株式サブポートフォリオ       | 35.5%       | 31.1%       |
| 債券サブポートフォリオ       | 33.0%       | 26.8%       |
| 現金サブポートフォリオ       | 0.4%        | 3.5%        |
| 資金調達後のCSPE        | 11.9%       | 16.7%       |
| 非上場資産（EDF Invest） | 19.2%       | 21.9%       |
| 合計                | 100%        | 100%        |

2017年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2016年の25,677百万ユーロと比較して、28,115百万ユーロとなった。

また、金融ポートフォリオの内容については、2017年度の連結財務書類の注記47「EDFの専用資産」においても詳述されている。

## 2007年2月23日付命令第2007-243号の第4条の分類に基づくポートフォリオの内容

| 種類<br>(単位：百万ユーロ)                    | 2017年12月31日           |               | 2016年12月31日           |               |
|-------------------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|
|                                     | 正味帳簿価額 <sup>(1)</sup> | 実現可能価額        | 正味帳簿価額 <sup>(1)</sup> | 実現可能価額        |
| OECD加盟国の国債およびその類似債券                 | 4,261                 | 4,363         | 3,167                 | 3,335         |
| OECD加盟国の企業(非政府)債                    | 618                   | 636           | 542                   | 593           |
| 上記2つの項目に投資を行うファンド                   | 4,352                 | 4,544         | 3,910                 | 4,058         |
| OECD加盟国が発行した債券以外にも投資を行うファンド         | 8,230                 | 9,785         | 6,059                 | 7,790         |
| ヘッジ、預金および債権                         | -                     | 30            | △18                   | △18           |
| <b>金融商品ポートフォリオ合計</b>                | <b>17,461</b>         | <b>19,358</b> | <b>13,660</b>         | <b>15,758</b> |
| CTE (RTEの100%株式保有会社) <sup>(2)</sup> | 2,705                 | 2,705         | 3,905                 | 3,905         |
| その他非上場有価証券および不動産資産                  | 2,427                 | 2,703         | 1,530                 | 1,728         |
| <b>EDF INVEST合計</b>                 | <b>5,132</b>          | <b>5,408</b>  | <b>5,435</b>          | <b>5,633</b>  |
| 資金調達後のCSPE                          | 3,294                 | 3,349         | 4,182                 | 4,286         |
| <b>専用資産合計</b>                       | <b>25,887</b>         | <b>28,115</b> | <b>23,277</b>         | <b>25,677</b> |

(1) 親会社の財務書類における正味帳簿価額。

(2) 2017年においては、専用資産にはCoentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の50.1%が含まれる (2016年は75.9%)。

下記の表は、2017年12月31日現在および2016年12月31日現在のポートフォリオによる実績を示している。

## EDFの専用資産ポートフォリオの実績

| (単位：百万ユーロ)                      | 2017年12月31日             |             |                             | 2016年12月31日             |                               |                             |
|---------------------------------|-------------------------|-------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
|                                 | 株式市場価額<br>または<br>実現可能価額 | 2017年の実績    |                             | 株式市場価額<br>または<br>実現可能価額 | 2016年の実績                      |                             |
|                                 |                         | ポートフォリオ     | ベンチマーク<br>指標 <sup>(1)</sup> |                         | ポートフォリオ                       | ベンチマーク<br>指標 <sup>(1)</sup> |
| 株式サブポートフォリオ                     | 9,972                   | 12.9%       | 13.0%                       | 7,992                   | 7.8%                          | 9.8%                        |
| 債券サブポートフォリオ                     | 9,282                   | 2.1%        | 0.8%                        | 6,866                   | 4.3%                          | 3.8%                        |
| <b>金融ポートフォリオ合計</b>              | <b>19,254</b>           | <b>7.7%</b> | <b>6.6%</b>                 | <b>14,858</b>           | <b>6.2%</b>                   | <b>6.8%</b>                 |
| 現金サブポートフォリオ                     | 104                     | -0.1%       | -0.4%                       | 900                     | 0.2%                          | -0.3%                       |
| <b>金融および現金ポートフォリオ合計</b>         | <b>19,358</b>           | <b>7.7%</b> | <b>-</b>                    | <b>15,758</b>           | <b>5.9%</b>                   | <b>-</b>                    |
| 資金調達後のCSPE                      | 3,349 <sup>(2)</sup>    | 0.4%        | -                           | 4,286 <sup>(2)</sup>    | 4.2% <sup>(2)</sup>           | -                           |
| <b>EDF INVEST<sup>(3)</sup></b> | <b>5,408</b>            | <b>8.9%</b> | <b>-</b>                    | <b>5,633</b>            | <b>40.1%<sup>(5)</sup></b>    | <b>-</b>                    |
| CTE株式を含む <sup>(4)</sup>         | 2,705                   | 7.3%        | -                           | 3,905                   | 55.4% <sup>(5)</sup>          | -                           |
| その他の非上場資産を含む                    | 2,703                   | 11.2%       | -                           | 1,728                   | 7.9%                          | -                           |
| <b>専用資産合計</b>                   | <b>28,115</b>           | <b>6.6%</b> | <b>-</b>                    | <b>25,677</b>           | <b>11.1%<sup>(5)(6)</sup></b> | <b>-</b>                    |

(1) ベンチマーク指標：株式サブポートフォリオについてはユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World AC DN (新興国の通貨を除く。)、債券サブポートフォリオについてはCitigroup EGBI (60%) およびCitigroup EuroBIG (社債) (40%) の指標により構成され、現金サブポートフォリオについてはEonia Capitalisé、金融ポートフォリオ全体については株価指数の49%および債券指数の51%の合計を採用している。

(2) 2017年12月31日現在の55百万ユーロの調整を含む (2016年12月31日現在は、872百万ユーロの譲渡された債権に係る22百万ユーロの収益後の103百万ユーロ)。2016年の無調整債権の実績は1.7%であった。

(3) 期首現在の保有資産に係る実績。

(4) 2017年12月31日現在、RTEの株式の100%を保有する会社であるCoentreprise de Transport d'Électricité (CTE) への当グループによる投資の50.1%。2016年12月31日現在は当グループによるCTEへの投資の75.9%。

- (5) CTEの運用に関する調整を除き、2016年のRTEの実績は1.6%であった。EDF Investの実績は3.8%であり、すべての専用資産の全体的な実績は5.2%であった。2017年の実績には、2017年3月31日の売却の完了に対応した最終評価額が反映されている。
- (6) RTEおよびCSPE債権の調整を含むが、うち4.8%がこれらの2つの調整を含まない。2016年において、RTEを除く専用資産の実績は、5.7%であった。

2017年は、欧州における重大な政情不安の様相で幕を開けた。しかしながら、フランス大統領選の直前にフランス国債について一時的な緊張状態が数回あったことを除き、市場における緊張は極めて稀にしか見られなかった。この状況は、選挙の結果が全体として期待どおりであったことに助けられたものである。同時期における世界的な経済成長、インフレがなかったこと、および金融政策の緩和継続に加えて、より多くの想定外の局面があった2016年と比較して政局が穏やかであったことが、すべて投資家に歓迎された。2017年は、株式市場にとっては例外的な年となった。米国市場は、当年度の251取引日のうち62日、すなわちほぼ4日に1日において、記録的な終値を達成した。日本市場は、過去25年間に於いて最高となる実績を記録した。また欧州でも、ドイツ株価指数（DAX）が（明らかに配当再投資に後押しされたことにより）記録的な水準を達成した。現時点における見通しは明るい。市場における楽観論は、2018年も継続される見通しの連邦準備制度（Fed）による利上げ、または欧州中央銀行（ECB）による株式購入ペースの鈍化によっても影響を受けていない。かかる楽観論は、観測されるボラティリティが極めて低いことによって示されている。例えば、VIX（米国市場のボラティリティ指数）は、当年度は平均11%であり、過去にこれほどの長期間にわたっては達成されたことのない水準であった。また、専用資産のベンチマーク指標のボラティリティは、前年度は7.6%であったのに対して、3.4%であった。

かかる事情を背景として、金融ポートフォリオに係る投資方針は良い結果をもたらし、+7.7%の増加を達成し、一方で複合ベンチマーク指標は+6.6%上昇した。このベンチマークを超える実績をもたらした主な要因は、長期金利が徐々に上昇している市場において、感応度に関して取られた堅実なポジショニングおよび主要なユーロ圏のソブリン債に対するエクスポージャーであった。信用ポートフォリオもまた、銀行発行の劣後有価証券に対する確実なエクスポージャーにより、そのベンチマーク指標を大幅に上回る実績であった。最終的に、ユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World All Countries 純指数（新興国の通貨を除く。）は+13.0%上昇し、ベンチマーク指標の債券セクション（Citigroup EGBI（60%）およびCitigroup EuroBIG（社債）（40%））はわずかに+0.8%の上昇となったため、当年度を通じて維持された株式に対する若干のオーバー・エクスポージャーは効果的であった。結果として、株式ポートフォリオにおける投資媒体の大胆な運用が、特に効を奏した。平均的な年となった2016年と比較して、2017年初めから、欧州および日本の両方における高パフォーマンスで活発な株式運用に対して積極的に再配分を行ったことは、良い判断であった。マネージャーは、これらの地域におけるベンチマークを上回って、日本では+3.5%超の成長、欧州では+1.5%超の成長を達成した。

2017年に、専用資産の税引き後の全体パフォーマンス（剰余金および純利益に対する影響。）は、+1,035百万ユーロとなった。かかる内訳は、金融ポートフォリオおよび現金ポートフォリオが+733百万ユーロ（税引前は+1,319百万ユーロ）、資金調達後のCSPE債権が+35百万ユーロ（税引前は+63百万ユーロ）、EDF Investが+267百万ユーロ（専用資産に配分される+210百万ユーロのCTEまたはRTE株式を含む。）が専用資産であった。

#### 専用資産のリスクへのエクスポージャー

EDFは、専用資産ポートフォリオを通じて、株式リスク、金利リスクおよび為替リスクに晒されている。

2017年12月31日現在、EDFの専用資産ポートフォリオにおける株式サブポートフォリオの市場価値は、9,972百万ユーロとなった。株式サブポートフォリオのボラティリティは、ベンチマーク指標のボラティリティ（2017年12月31日現在、52週間分の実績に基づき、6.0%であり、2016年12月31日現在は15.2%であった。）を通じて試算することができる。かかるボラティリティを同日における株式の市場価値に適用した場合、当グループは、専用資産の株式部分の年間ボラティリティが598百万ユーロになると推定している。当該ボラティリティは、往々にして当グループの株式に影響を与える。

2017年12月31日現在、債券サブポートフォリオ（9,282百万ユーロ）の感応度は、5.08となり、利率が一貫して100ベース・ポイント上昇した場合、連結自己資本に計上される市場価値が472百万ユーロ減少することとなった。2016年末現在の感応度は、4.89であった。債券サブポートフォリオの感応度は、ベンチマーク指標（6.5）の感応度を大幅に下回った。

#### (vii) カウンターパーティー／信用リスクの管理

カウンターパーティー・リスクとは、契約相手方が債務不履行に陥り、約定債務の履行を怠った場合に、EDFグループがその事業および市場取引において負うこととなる損失の合計額を意味する。

当グループは、カウンターパーティー・リスク管理方針を掲げており、それは親会社および運営上の支配の及ぶすべての子会社に適用される。かかる方針は、かかる種類のリスクの監視とともに、その管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理の構成および監視を開始した。かかる方針は、毎月更新される金融およびエネルギー事業における当グループのエクスポー

ジャーが毎月連結され、その他の事業については四半期ごとに連結される。また、CRFI（金融リスク管理）部門は、当グループの契約相手方に対する監視（日々の警戒態勢の見直し、特定の契約相手方に対する特別警戒基準の策定）を厳重にする。

下記の表は、格付により、EDFグループのカウンターパーティー・リスクへの連結エクスポージャーを示している。2017年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの79%が「投資適格」の契約相手方に関連するものであった。これは主に短期投資の大部分が低リスク資産に関連するとともに、現金および資産管理事業により生じたエクスポージャーが優勢であったことに起因する。

|            | 投資適格 | 非投資適格 | 内部格付<br>なし | 合計   |
|------------|------|-------|------------|------|
| 2017年3月31日 | 80%  | 12%   | 8%         | 100% |
| 2017年9月30日 | 79%  | 12%   | 9%         | 100% |

事業の性質によるカウンターのパーティー・リスクへのエクスポージャーは、以下のとおり分布している。

|            | 購入  | 保険 | 配電および販売 | 現金および<br>資産管理 | 燃料購入<br>および電力取引 | 合計   |
|------------|-----|----|---------|---------------|-----------------|------|
| 2017年3月31日 | 13% | 0% | 10%     | 71%           | 6%              | 100% |
| 2017年9月30日 | 14% | 1% | 8%      | 71%           | 6%              | 100% |

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingレベルに集中しており、各契約相手方には、その財政上の頑強さに応じた限度が指定されている。一連の手法（主にポジション・ネットティング契約、現金担保契約および銀行または関連会社の保証の導入）は、EDF Tradingにおけるカウンターパーティー・リスクを軽減するために使われる。

EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して、CRFI部門は、契約相手方の承認手続を明確にする枠組みおよび割当制限の計算に対する方法論を策定した。エクスポージャーのレベルは、随時助言を受け、日々体系的に監視される。制限の適切性については、契約相手方に影響する警告または不利な展開が生じた場合には遅滞なく再検討される。

ユーロ圏の政治および金融の状況が依然として不安定であることから、EDFは周縁国における現金投資に関して、保守的な運用方針を引き続き適用している。専用資産を除き、ソブリン債の購入は、最大満期が3年であるイタリアおよびスペインの国債に限定されている。「投資適格」である銀行、ソブリンおよび企業の取引の相手方の債券のみが一定限度の額および満期の限度で、保有が認められている。

## ② エネルギー市場の管理および統制

### (i) エネルギー市場リスクの管理および統制

最終顧客市場の開放ならびに卸売市場の成長およびその国際的な発展の維持において、EDFグループは、財務実績に重大な影響を与える可能性のあるエネルギー市場において価格変動のリスクに晒されている。

したがって、当グループは、EDFおよびEDFの運営上の支配の及ぶ事業体に適用されるすべてのエネルギー商品に対する「エネルギー市場」リスク方針を設定している。

この方針は、以下を目的としている。

- ・当グループの様々な事業体のそれぞれの資産ポートフォリオの管理事業（発電、最適化および販売）ならびにEDF Tradingとの取引によるエネルギー市場におけるリスクの管理について一般的な枠組みを規定すること
  - ・資産運用者およびトレーダーの責任ならびに活動の管理に関する様々なレベルを規定すること
  - ・当グループの財政的責任と一貫した、調和のとれたグループ全体のヘッジ方針を実施すること
  - ・構造的エネルギー関連市場において、EDFが支配する様々な事業体のエクスポージャーを経営上で集約すること
- EDFの運営上の支配が及ばない事業体のリスク管理の枠組みは、統治機関によりレビューされる。

### (ii) リスク統制の構成および一般的なリスクヘッジの原則

当グループの運営上の支配が及ぶ事業体のエネルギー市場リスクの統制は、以下の手続に基づいている。

- ・管理責任とリスク統制責任とを明確に分離するガバナンスおよび市場リスク・エクスポージャー測定システム
- ・ヘッジ戦略の策定および関連するリスク限度の設定により、各事業体に明白に委任。これにより、執行委員会は、財務目的に沿った当グループの年間のリスクのプロファイルの設定および監視を行うことができ、市場展望（通常は3年）において、エネルギー市場リスクの運営管理を指示することができる。

ヘッジの基本的な方針は、

- ・上流／下流ポジションの相殺。可能な限り、最終顧客への売上げは内部売上げによってヘッジされる。
- ・先渡市場における流動性の制限を見越して、N-1年度を重視して行われる可能性のある、平均価格を捕らえる所定のヘッジの軌道（エネルギー市場リスクに晒されている各事業体につき、当グループによって毎年承認されるリスク統制の枠組みには、所定の価格基準を超過した場合における、かかる軌道からの逸脱を可能にする加速計画または減速計画が含まれることがある。かかる計画は、段階的なヘッジに係る一般原則に準拠しないため、厳しい条件の下でしか適用されない。）に基づく会計年度末前の純額ポジションの段階的なクローズ。

フランスの電力市場において、EDFは、ARENH制度が任意であることから、その正味エクスポージャーについて非常に高い不確実性に晒されている。ARENHの申込容量が引渡期間の直前にしか知ることができないため、EDFはARENHの申込容量について、プルーデンス・マージンを含む仮定を用いることを余儀なくされる。そのためEDFは、仮定が必ずしも現実と対応しない可能性があるリスクに服することとなり、故に最終的に実際に申し込まれなかった積立容量を自ら販売する義務を負うか、または逆に申込みが行われないという仮定から、ARENHの入札募集が実施される前に販売された容量を購入する義務を負う可能性がある。

発電事業、供給事業およびトレーディング業務内で行われた決定の強力な相互作用を前提として、エネルギー・リスク管理プロセスは、当グループの経営陣が関与し、また、リスク限度を超えた場合の警告通知手続を組み込んだリスク指標および測定システムに基づいている。

運営上の支配の及ぶ事業体を通じて、当グループのエネルギー市場リスクに対するエクスポージャーは、四半期ごとに執行委員会に報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

### (iii) エネルギー市場リスクの運営管理および統制の原則

運営上の支配の及ぶ当グループの事業体のエネルギー市場リスクの運営管理および統制の方針は、資産（発電および供給）管理ならびに取引を識別する、エネルギー市場リスクの管理責任の厳格な分離に基づく。

発電資産および供給資産の管理者は、財務実績の変動性に対するエネルギー市場リスクの影響を最少化するリスク管理戦略の実施の責任を有する（これらのヘッジの会計分類は2017年度の連結財務書類の注記41「デリバティブおよびヘッジ会計」に詳述されている。）。しかしながら、流動性または市場の厚みの欠如および供給量の不安定性といった要因により市場でヘッジできないリスクは引き続き残されている。

当グループの運営上の支配の及ぶ事業体のエネルギー市場におけるポジションは、主には、当グループのトレーディング会社であるEDF Tradingにより取られており、同社は、その他の当グループの事業体のためおよび当グループの産業資産に関連する自己の取引事業目的のため、市場で事業を行っている。その結果、EDF Tradingは、特にトレーディング会社の欧州規則における厳格なガバナンスおよび統制の枠組みに服する。

EDF Tradingは、規制市場またはOTC市場で、先物、先渡、スワップおよびオプション（当グループのレベルで適用される会計分類とは無関係である。）等のデリバティブを取引する。エネルギー市場におけるそのエクスポージャーは、子会社の経営陣およびグループ・レベルでエネルギー市場リスク管理を担当する部門による日々の上限管理により監視されて、厳しく統制されている。また、自動的警告通知手続が、リスク制限（バリュー・アット・リスク制限）または損失制限（ストップ・ロス制限）に違反したことを、EDF Tradingの取締役会の構成員に通知するために存在する。バリュー・アット・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（EDF Tradingは、「モンテカルロ手法」によりVaRを評価し、かかる手法は、直近の40取引日にわたって観測された市場価額に使用して測定されたボラティリティおよび過去の相互関係を参照する。VaR制限は、EDF Tradingのポートフォリオの合計に適用される。）。特定のキャピタル・アット・リスク（CaR）制限もまた、VaRの適用が難しい特定の分野（非流動市場の運営、長期的な契約および体系的な契約）において使用されている。ストップ・ロス制限は、取引事業の許容可能なリスクを規定し、3か月間にわたる損失の最大レベルを設定する。これらの制限を超過する場合、EDF Tradingの取締役会は、一部のポジションの閉鎖を含む適切な措置を講じる。

2017年のVaR制限は、2016年から2017年にかけての晩冬のエネルギー市場における著しい価格のボラティリティを考慮して、50百万ユーロから35百万ユーロに引き下げられ、長期契約に係るCaR制限は300百万ユーロから250百万ユーロに引き下げられた。非流動市場の取引に係るCaR制限およびストップ・ロスは変動なく、それぞれ250百万ユーロおよび180百万ユーロのままであった。

これらの制限は超過されたことがなく、EDF Tradingは、常にEDFの負託の範囲内でリスクを管理していた。ストップ・ロスは、その導入以来、一度も超過されたことはない。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2017年度の連結財務書類の注記41.4.3を参照。当グループがヘッジとして分類していないコモディティ・デリバティブの詳細は、同連結財務書類の注記42.3を参照。

### ③ 保険により管理可能なリスクの管理

EDFグループは、EDF SAおよび編入されることにより支配の及ぶ子会社に適用される保険プログラムを有している。補償範囲、除外事項、控除免責金額、制限は、各事業およびこれらの子会社の特異性に適合している。

主な保険プログラムの補償範囲は以下のとおりである。

- ・当グループの財産への従来型の損害：EDFは、エネルギー事業者向けの国際相互保険会社であるOIL (*Oil Insurance Limited*) のメンバーである。追加保険は、EDFの自家保険会社のWagram Insurance Company DAC (EDFの完全子会社であるアイルランドの保険会社)、ならびにその他の保険会社および再保険会社から提供される。
  - ・EDFグループの原子力施設に対する損害：OILのメンバーとしてEDFが享受する補償範囲に加え、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への外的損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに汚染浄化費用は、フランスの原子力共同基金（Assuratome）、英国の原子力基金であるNational Risk Insurers (NRI)、European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI) および保険会社のNorthcourtを含む保険契約により補償される。
- CENGの米国における事業の運営に関連して、EDF Inc.はNEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) のメンバーである。

- ・輸送された商品に対する損害：このプログラムにより、当グループ会社および子会社に対して、輸送中の物品に対する損害が補償される。

- ・原子力事業者の民事責任：

フランスにおいて、EDFの保険契約は、今ではフランス環境法の一部を成す1968年10月30日付フランス法第68-943号、1990年6月16日付フランス法第90-488号および2006年6月13日付フランス法第2006-686号（原子力の透明性および安全性に関する「TSN」法）に準拠している。かかる法律は、パリ条約によって原子力施設事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである（原子力事業者の民事責任に係る規制の詳細については「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

2015年8月17日に制定されたグリーン成長に向けたエネルギー移行法は、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定を改正するものである。かかる変更のうち、原子力事業者の民事責任限度額が2016年2月18日を効力発生日として、原子力施設については700百万ユーロ、リスク低減型施設については70百万ユーロ、輸送中のリスクについては80百万ユーロに引き上げられた。

新しい法律上の基準を遵守するために、EDFは2015年8月10日に「EDF SAの原子力民事責任保険プログラム」と題した契約通知書を発行した。これは、EDFの原子力民事責任およびそれに付随する請求の管理に必要な保険の補償を確保し、また設定するためのものである。

かかる通知に応じて確保した保険により、当グループは新たな債務を負う。かかる保険は原子力保険市場、当グループの自家保険会社（フランスの原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されるAXA）および相互保険会社ELINIの間で共有される。

かかる補償は、2016年2月18日から3年間有効である。当該期間中に原子力事業者の義務（とりわけパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の適用）が変更される可能性が高いとの見方から、撤回に関する条項が契約に盛り込まれた。

請求の管理については、機械化された請求処理システムを有するELINIならびに必要な人材およびネットワーク資源を有するEQUADが責任を負う。

EDF Energyが原子力発電所を操業している英国では、原子力事業者の民事責任に関する規則がフランスの規則と類似している。2016年5月4日、英国議会は、（既存の議定書を改正する2004年2月付議定書を置き換える）原子力施設に関する政令を承認した。かかる政令は、実質上フランスの2006年TSN法と同じ変更を加えるものであるが、そのほとんどが議定書と同時にその効力が生じる。

かかる命令は、英国の事業者の現在の責任限度額である140百万英ポンドを700百万ユーロ相当に引き上げ、上限の1.2十億ユーロに達するまで、5年かけて徐々に引き上げられる予定である。

EDF Energyは現在、ELINIおよびWagram Insurance Company DACによって保険が付されている。自家保険会社のOcéane Reもまた、Wagram Insurance Company DACへの再保険契約を通じて、リスクを負う。

フランスのエネルギー移行法が2016年2月18日に効力が生じたことにより、当グループの保険料は40%増加した。また当グループの保険料は、今後のパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の効力発生後、大幅に引き上げられる見込みである。

- ・一般の民事責任：このプログラムは、第三者に生じたEDFグループの事業特有のリスク（原子力によるものを除く。）により起こり得る財務上の損害に対して当グループを保険の対象とする。
- ・取締役および執行役員に対する民事責任：EDFの保険契約は、当グループのマネージャーおよび主要な執行役員の職務過程に関連する第三者の請求により生じた訴訟費用およびその他の財務的な影響を保険の対象とする。
- ・建設リスク：EDFは特定の労働現場のリスク（一般の労働現場リスクならびに一般の組立リスクおよび試験リスク）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルEPRおよびシンクリー・ポイントCのような主要なプロジェクトまたは発電もしくは配電ユニットの建設もしくは改修に関してはその都度加入している。当グループは、類似施設（変電所または水力発電所）での作業に関しては枠組み契約を整備している。
- ・探鉱および生産：Edisonは、当グループのすべての子会社に解放されており、陸上および洋上の資産の損害および民事責任に対する保険を提供する、個別の「探鉱および生産」プログラムを有している。かかるプログラムは、OILによって提供される保険、さらに市場において加入した追加の保険に基づくものである。
- ・Enedisの空中送配電網：2016年6月27日、Enedisは、暴風雨および強風による損害を補償する保険を更新するために、空中送配電網への暴風雨による著しい損害を対象とするパラメトリック保険契約に調印した。損害が発生した場合には、総額275百万ユーロを限度とするかかる革新的な5年契約により、フランス気象局が計測する風速を参照するパラメトリック総合指数を基に、Enedisの委託範囲内に含まれる各地域の送配電網の脆弱性が加重された補償額が支払われる。

EDFの保険プログラムが提供するすべての種類の保険およびEDF Assurancesが管理する当グループのプログラムの2017年の保険料の合計は、199百万ユーロであった。

(7) 請求書の支払期日（フランス商法第L.441-6-1条により義務付けられる買掛金および売掛金）に関する情報

EDF SAは、LME法（経済の成長、活動および機会均等に関する法律第2015-990号により改正済）の定めに従って、当年度末が支払期限である買掛金および売掛金の金額（税込）を、期限の超過期間別に、当年度の購入高および売上高の合計（税込）に対する割合とともに、以下のとおり報告する。

| D.441 I.-1条:当年度末が支払期限であるが<br>未払いの受領済請求書                    |        |               |                 |                |       |                  | D.441 I.-2条:当年度末が支払期限であるが<br>未払いの発行済請求書 |               |                |                |       |                  |
|------------------------------------------------------------|--------|---------------|-----------------|----------------|-------|------------------|-----------------------------------------|---------------|----------------|----------------|-------|------------------|
|                                                            | 0日     | 1日以上<br>30日以下 | 31日以上<br>60日以下  | 61日以上<br>90日以下 | 91日以上 | 合計<br>(1日<br>以上) | 0日                                      | 1日以上<br>30日以下 | 31日以上<br>60日以下 | 61日以上<br>90日以下 | 91日以上 | 合計<br>(1日<br>以上) |
| (A)超過期間                                                    |        |               |                 |                |       |                  |                                         |               |                |                |       |                  |
| 請求書数                                                       | 78,075 |               |                 |                | -     | 4,154            | 4,583,549                               |               |                |                |       | 8,501,791        |
| 請求書合計額<br>(税込)<br>(単位:百万ユーロ)                               | 2,316  | 4             | 2               | 2              | -     | 8                | 1,454                                   | 165           | 98             | 65             | 742   | 1,070            |
| 当年度購入高合計に<br>対する割合(%)                                      | 4.7    | -             | -               | -              | -     | -                |                                         |               |                |                |       |                  |
| 当年度売上高合計に<br>対する割合(%)<br>(税込)                              |        |               |                 |                |       |                  | 2.6                                     | 0.3           | 0.2            | 0.1            | 1.3   | 1.9              |
| (B)係争中または未認識の買掛金および売掛金に関連して(A)から除外された請求書                   |        |               |                 |                |       |                  |                                         |               |                |                |       |                  |
| 除外された<br>請求書数                                              |        |               |                 |                |       | 0                |                                         |               |                |                |       | 0                |
| 除外された<br>請求書合計額                                            |        |               |                 |                |       | 0                |                                         |               |                |                |       | 0                |
| (C)適用支払条件<br>(契約または法律に定められる条件(フランス商法第L.441-6条または第L.43-1条)) |        |               |                 |                |       |                  |                                         |               |                |                |       |                  |
| 超過期間の計算に<br>用いられる支払条件                                      |        |               | 契約および法律に定められる条件 |                |       |                  |                                         |               |                | 法律に定められる条件     |       |                  |



#### (8) 商法第L.232-1条により義務付けられる既存の支店に関する情報

2017年12月31日現在、当グループは、当社の登記簿謄本（*kbis*）に記載されるフランスの商事裁判所の登記簿において登録されている174か所の駐在員事務所を有し、また支店となるための独立管理基準を満たさない数千の異なる事務所を通してフランス全土において事業を行っていた。

フランス本土外におけるEDF SAの支店は以下のとおりである（財政上の観点において、これらはフランス国外に所在する恒久的施設の一覧である。）。

- ・サンバルテルミー島
- ・サンピエール島・ミクロン島
- ・サンマルタン島
- ・アラブ首長国連邦：アブダビ
- ・カタール
- ・バーレーン
- ・ベナン
- ・中国
  - －台山
  - －大亜湾（OS契約）
- ・南アフリカ

#### (9) 後発事象

- ・1987年から1996年までの間に設定されたフランスにおける一般電力網の更新についての引当金の取扱いに関する欧州委員会の決定の再確認（2018年1月16日付プレスリリースおよび2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50.1を参照。）。
- ・2018年2月22日、EDFグループは、蒸気発生器からフラマンビル3 EPRのタービンへ蒸気を排出する回路の溶接に関して品質不具合を発見したと発表した。これに基づき、2017年11月30日、当グループは、ASNに対し重大事象の申告を行った（「第23（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」を参照。）。
- ・2018年3月10日、EDFおよびインドの国営電力会社であるNPCIL（Nuclear Power Corporation of India Limited）は、インドのジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の導入に向けた産業的前進に関する契約を締結した。ジェイタプールは、総発電容量が約10GWとなる、世界最大の原子力プロジェクトとなる予定である。

この契約は、当該プロジェクトの産業的な枠組み、パートナーの役割および責任、ならびに次の段階の計画日程を規定している。

EDFは、この契約の条件に基づき、EPR技術の提供を行う。EDFは、最初の2基の原子炉について、すべてのエンジニアリング調査およびすべての部品調達業務を請け負う。他の4基については、一部の購入業務および調査の責任は、現地の企業に割り当てられる可能性がある。また、EDFは、EPR原子炉建設から得られた価値ある専門知識をNPCILに対して提供する。NPCILは、ジェイタプール原子力発電所の所有者および将来的な操業者として、インドにおいて必要なすべての認可および認証の取得、ならびに原子炉全6基および施設インフラの建設について責任を負う。EDFおよびその産業パートナーは、建設段階においてNPCILを支援する。

この産業的な枠組みは、インドにおいて既に用いられたことがあり、参加パートナーの補完的な技術および経験によって支えられるものである。このように、当該発電所の運営に要する知識と専門技術は、迅速に共有することが可能である。また、この枠組みにより、インド企業による当該プロジェクトへの産業的な参加に向けた道が開かれ、フランスの原子力発電分野におけるパートナーシップへの可能性が広がる。このように、当該プロジェクトは、「インドでものづくり（Make in India）」および「インドにおける技術者育成（Skill India）」というインドの政策に沿って展開されており、現地企業の参加割合は増加し続け、原子炉6基のうち最後の2基に関しては60%に達する可能性がある。

この枠組み契約において、2018年末に拘束力ある入札を実施することを目的として、締結後数週間内にEDFが予備入札を行うことが定められている。

## (10) 見通し

### 2018年の目標の確認

当グループは、引き続きその戦略計画を展開しており、2018年の目標（2017年11月13日付プレスリリースを参照。）を確認した。

- ・営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計。比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス活動における営業費用の変化は除く。）を、2015年と比較して800百万ユーロ削減すること
- ・EBITDA（比較対象となる為替レートおよび「通常の」天候条件に基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWh超となったことに基づく。一定の年金割引率に基づく。）を、14.6十億ユーロから15.3十億ユーロとすること
- ・キャッシュ・フロー（比較対象となる為替レートおよび「通常の」天候条件に基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWh超となったことに基づく。一定の年金割引率に基づく。）（2018事業年度に係る中間配当を除く。）（Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画を除く。）を、若干のプラスまたは約0とすること
- ・Linky、新たな開発および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純投資を、約11十億ユーロとすること
- ・取得および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純投資の合計額を、15十億ユーロ以下とすること
- ・資産売却計画を、2015年から2018年までの期間について約10十億ユーロとすること（締結済みまたは実現済みの資産売却。）
- ・純負債／EBITDA倍率（比較対象となる為替レートおよび「通常の」天候条件に基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWh超となったことに基づく。一定の年金割引率に基づく。）を、2.7倍以下とすること
- ・目標配当性向を、経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬を調整）に基づき、50%とすること

### 2018年以降

2019年は、2018年と比較してフランスにおける原子力発電量の減少が見込まれる状況を踏まえて、営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計。比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス活動における営業費用の変化は除く。）の削減策が增強され、目標が2015年と比較して1.1十億ユーロと上方修正される。

2019年における目標配当性向は、経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬を調整）の45%から50%とすることが確認された。

## (11) 後発事象

### ① 2018年3月27日－EDFが、2035年までに欧州でのリーダーとなることを目指す電力貯蔵計画を発表

- ・8十億ユーロの投資額に相当する10GWの追加的な貯蔵容量
- ・研究開発への2倍の投資

EDFは、変化するエネルギー状況の中、電力貯蔵ソリューションを開発し、この分野における欧州のリーダーとなることへの取組みを強化している。貯蔵は、エネルギー移行において、エネルギー効率化、原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーと並んで、重要な役割を担っている。この分野における先駆者である当グループは、既に主要な貯蔵技術アプリケーション（バッテリーおよび揚水発電を含む。）に携わっている。

### この分野における欧州のリーダーとなること

EDFの目標は、当グループが既に運営している5GWに加えて、2035年までに世界中で10GWを追加的に貯蔵することである。かかる増加分は、2018年から2035年までに8十億ユーロの投資額に相当する。

EDFの大望は、住宅用顧客、法人および国におけるバランスのとれた電力システムの円滑な稼働を確保することを手助けするために、すべての電力貯蔵市場に向けられている。より具体的に、当グループは、バッテリーを利用した一連の自家消費サービスによって、フランスおよび欧州の住宅分野のリーダーとなることを望んでいる。また、現地における提携を通じて、2035年までに1.2百万人の（電力にアクセスできない）送電網非接続型の顧客ポートフォリオを構築することを目標に据えている当グループにとって、アフリカも優先的な市場である。

## 今後12か月間で立ち上げられる新たなプロジェクト

- ・パワーシステムのパフォーマンスおよびバランスを改善するための、少なくとも3つのバッテリー・プロジェクトの立上げ
- ・コートジボワールにおける成功を受けて行われる、ソーラーパネルおよびバッテリーを通じた、ガーナにおける当社の電力アクセスに係るサービスの拡充（現在までに15,000の設置数）

## 当グループの強みの強化

貯蔵技術の急速な発展に直面しているEDFはまた、この分野における研究開発能力およびイノベーション能力を高めている。パワーシステムの貯蔵の研究に対する投資額は、2018年から2020年までの期間において70百万ユーロに達して、2倍となる予定である。これと同時にEDF Nouveaux Businessは、今後2年間で、電力の貯蔵および適応性に関連するプロジェクトおよび新規事業に対し、その投資額の3分の1に相当する15百万ユーロを割り当てる予定である。

### ② 2018年3月27日－ベトナム政府が、EDFグループを、ソンミにおける2,000MWのコンバインド・サイクル発電所建設に向けた調査を担当するコンソーシアムのリーダーとすることを確認

2018年3月27日、ベトナム商工大臣チャン・トゥアン・アイン氏は、ベトナム共産党書記長のグエン・フー・チョン氏によるフランスの公式訪問中に、EDFグループを、ベトナムのソンミにおけるガス火力発電所の建設プロジェクトを担当する国際的なコンソーシアムのリーダーに任命するベトナム政府の決定を確認した。

コンバインド・サイクル・ガス・タービン技術を使用する2,000MWの設備容量のソンミ1プロジェクトは、ベトナム南部において高まっている強い電力需要を満たすことを目的として、2023年／2024年までに開始される予定である。

当グループ（37.5%）は、ベトナムのパートナー会社1社（Pacific Corporation、25%）および日本のパートナー会社2社（双日株式会社および九州電力、ともに18.75%）とともに、プロジェクトの調査を担当するコンソーシアムを率いている。

EDFは既に子会社のMekong Energy Company（56.25%）を通じて、ベトナムにおいて活動している。同社は、715MWの合計容量を有する2つのコンバインド・サイクル発電所によって構成されるフー・ミー2.2施設を運営している。

### ③ 2018年4月5日－EDFグループが、Que Choisir消費者協会による申立てに対して回答

EDFは、当グループの電力卸売市場における行動に関するQue Choisir消費者協会からの申立てに対して、正式に異議を申し立てている。Que Choisirによる申立ては、明白な事実による裏付けがなされておらず、単純に、供給と需要との関連性に基づく相互接続型の欧州の卸売市場における現実を考慮に入れていない誤った経済議論から生じているものである。

EDFは、顧客の電力需要を満たすために、欧州の電力市場との密接な相互作用の中で、常に発電所の利用を最適化している。EDFは、電力卸売市場、二酸化炭素市場および天然ガス市場のパフォーマンスに関する年次報告書の発行を行っている、エネルギー規制当局のエネルギー規制委員会の恒常的な監視下で活動している。

したがって、これらの申立ての深刻な性質を考慮し、EDFは、協会に申立ての責任を負わせるために、EDFが適切とみなす法的措置を講じる権利を留保する。

### ④ 2018年4月10日－EDFが、フラマンビルEPRの主要二次システムの一部の溶接における品質の不具合を発見、追加の審査を開始

2018年3月21日以降、EDFは、発電所の稼働に先立つ規制要件である当初包括的検査において、フラマンビルEPRの主要二次システム（蒸気発生器で発生した蒸気をタービンに運搬する密閉系システム。凝結した水は、蒸気発生器に戻される。）の配管の溶接に品質の不具合を発見した。当初包括的検査では、特に、一次システムおよび二次システムの溶接の検査が行われ、稼働前の発電所の当初参照状態が設定される。

産業上の手続に従って、溶接は当該システムの製造を担当した請負業者のコンソーシアムにより管理されていた。各溶接について、施工完了時に基準に適合していることが申告されていた。

EDFは、品質不具合の発見を受けて、品質不具合が生じている箇所を正確に特定するために、主要二次システムにおいて問題となっている150の溶接部分について追加の審査を実施することを決定した。また、EDFは、期待される安全性要件の保証のために原子力安全当局（ASN）に対して提案すべき必要な是正措置および産業方式を定めるため、これらの不具合の原因および性質について報告書の作成を指示した。一連の検査および報告は、5月末までに完了する。

2018年4月10日、EDFは、これらの溶接の性能検査における不具合の発見に関して、ASNに対し重大事象の通知を行った。主要二次システムの一部（主要二次システムのうち蒸気発生器からタービンへ蒸気を運搬する部分。）に関しては、同年2月22日にASNに通知された「高度な」要件（フラマンビル3EPRのウェブサイトの2018年2月22日付記事を参照。）の適正な適用に関して、既に不具合が生じている。

EDFは、ASNによる現行の検査および認可手続後に、プロジェクトの日程および費用の修正の必要の有無を決定することができる。核燃料の装荷は現時点で2018年度第4四半期末に行われる予定であり、同プロジェクトの中間利息を除いた目標建設費用は10.5十億ユーロ（ユーロ（2015年）（中間利息を除く。）。）である。

EDFチームおよび産業パートナーは完全動員され、フラマンビルEPRにおける他の組立工程および試験（特に全体検査）を続行している。同年4月3日、「格納容器試験」として知られるプロセスである原子炉建屋の圧力試験が行われた。かかる試験は成功し、同建屋の設計および耐性が立証された。

#### ⑤ 2018年5月1日－EDFグループが、アラブ首長国連邦における最初の再生可能エネルギー施設を稼働

2018年4月30日（月曜日）付で、アラブ首長国連邦副大統領兼首相およびドバイ首長であるムハンマド・ビン・ラーシド・アール・マクトゥーム殿下は、ドバイ電気水道局（DEWA）のマネージング・ディレクター兼最高経営責任者であるサイード・ムハンマド・アール・タイヤ閣下、アラブ首長国連邦国務大臣、アブダビ国営石油会社（ADNOCグループ）の最高経営責任者およびMasdar会長であるスルターン・アール・ジャーベル博士閣下、Abu Dhabi Future Energy Company（Masdar）の最高経営責任者であるモハメド・ジャミール・アール・ラマヒ氏、ならびにEDFグループの会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏とともに、アラブ首長国連邦のフランス大使であるルドヴィク・ブイユ閣下および再生可能エネルギー事業担当の上級執行副社長であるブルーノ・ベンサソン氏の列席の下、ドバイ首長国における200MWの太陽光発電容量を竣工した。

この発電所は、EDFがMasdarおよびドバイ電気水道局（DEWA）とともに持分を取得した800MWのDEWA III施設の最初のユニットである。DEWA IIIは、世界最大規模の太陽光発電プロジェクトである、ムハンマド・ビン・ラーシド・アール・マクトゥーム・ソーラーパークの第3期にあたる。投資額が合計14十億米ドル（50十億UAEディルハム）に上る同ソーラーパークの総設備容量は5,000MWであり、開発段階で1,000超の雇用を創出し、2030年の完全稼働後は最大で年間6.5百万トンの二酸化炭素排出量を削減する。

DEWA IIIプロジェクトは、太陽光発電量1キロワット時当たり2.99米セントという非常に競争力のある価格で獲得された。現在導入されている200MWの発電容量に続いて、2019年および2020年には300MWのユニット2基が稼働する予定である。このように、同施設は、ドバイにおけるクリーン・エネルギーの割合を2050年までに発電量合計で75%まで引き上げることを目指すドバイ・クリーン・エネルギー戦略2050に従って、2020年ドバイ国際博覧会の電力供給に利用される予定である。

#### ⑥ 2018年5月2日－EDFが、UFC Que Choisir協会を名誉毀損で提訴

4月30日（月曜日）付で、EDFは、パリ地方裁判所においてUFC Que Choisir消費者協会を名誉毀損で提訴するとともに、損害賠償請求を行った。

この提訴は、UFC Que Choisir消費者協会により4月5日に発行された記事および調査報告書に含まれる中傷的な記載を受けたものである。

EDFは、EDFの電力卸売市場における行動に関してなされた申立てに対して、正式に異議を申し立てた。UFC Que Choisirによる申立ては、明白な証拠による裏付けがなされておらず、供給と需要の合致に基づく相互接続型の卸売市場における現実を考慮に入れていない見当違いの経済議論のみに依拠するものである。

EDFは、顧客の電力需要を満たすために、欧州の電力市場との密接な相互作用の中で、常に発電所の利用の最適化を行っている。EDFは、電力卸売市場、二酸化炭素市場および天然ガス市場の活動に関する年次報告書の発行を行っている、エネルギー規制当局のエネルギー規制委員会の恒常的な監視下で活動している。

⑦ 2018年5月2日－ハンターストンBに関する更新情報

EDF Energyは、最近行われた調査プログラムの完了後、ハンターストンBの原子炉3号機の再稼働に関する合意に向けて、原子力規制局（ONR）と協議を行っている。調査により、炉心において予想されていた、新たな鍵穴状の亀裂の存在が確認され、またこの事象はモデルよりも若干高い頻度で起こることが確認された。

EDF Energyは、2018年5月2日、ハンターストンBの原子炉3号機は現在行われている供給停止から操業を再開できるものの、より長期的なセーフティケースに対して最近の調査結果が反映され、その他の分析およびモデリングから得られた結果が盛り込まれることを保証するための取組みを同社が規制当局と協力して行っている間は、同原子炉を作動させないことを決定した。その他の原子炉の操業に対する影響はない。

当社は、これら耐用年数の末期における炉心の変化を完全に理解し、これに向けて備えられるように何年も取り組んできたが、当社のすべての発電所における定期的な調査により、炉心がどのようにして老朽化するかについての明確な理解が得られた。より長期的なセーフティケースは既に完了している作業に基づいて構築されるものであるが、EDF Energyは、このことは、現在と予定されている原子炉の耐用年数の両方における大きな安全マージンの存在を示すものとなることを期待している。

当社の専門家チームの専門技術および英国有数のいくつかの大学の学者達からの恩恵を受けている黒鉛研究プログラムに対して、100百万英ポンドを超える金額が支出されている。

かかる期間中、EDF Energyは、計画されている経常的な維持管理を追加的に実施する機会を与えられている。

当社は、当該ユニットが2018年末までに再稼働することを予定している。これにより、2018年の予想原子力発電量が最大3TWh削減されることとなる。

⑧ 2018年5月3日－EDFグループがスコットランドにおける450MWの洋上風力発電プロジェクトをMainstream Renewable Powerから取得

EDFグループは、EDF EnergyとEDF Énergies Nouvellesの共同子会社である英国のEDF Renewablesを通じて、競争の激しい入札プロセスを経て、グローバルな風力発電および太陽光発電の開発業者であるMainstream Renewable Powerから、Neart na Gaoithe（Neart na Gaoitheはゲール語で「風の力」を意味する。）風力発電プロジェクトを取得した。

風力発電所は、約375,000世帯への年間電力供給量に相当する450メガワット（MW）まで再生可能エネルギーを発電する（2017年7月に発表された英国のエネルギー消費量の1世帯当たりの平均住宅用電力消費量3,889kWhおよび再生可能エネルギーによる英国の洋上風力発電の平均負荷率の37.2%に基づく。）。かかる発電所は、スコットランド東岸沖のフォース湾に位置する、全面的に認可を受けた洋上風力発電プロジェクトである。かかる発電所は105km<sup>2</sup>に及び、（2012年価格で設定された114.39英ポンドの指数化された料金に相当する）140ユーロでの15年間の差額決済契約を結んでおり、また送電網への接続に関する契約も結んでいる。かかるプロジェクトはまた、世界の中でも最高レベルの風環境からの恩恵を受けている。

プロジェクトを納入するまでに必要な総投資額は、約1.8十億英ポンドである。風力発電所の稼働開始は、2023年を予定している。当グループの通常の慣行に従い、プロジェクトは、適時に、その他の投資家にも開放される予定である。

⑨ 2018年5月7日－EDFが、フラマンビルEPRのI&Cシステムのキャビネットを施錠する南京錠の紛失を受けて、相手不明で被害届を提出

2018年5月5日付で、EDFは、シェルブール警察署に、相手不明で被害届を提出した。この被害届は、フラマンビルEPRのI&Cシステム（計装制御システムは、原子力発電所の稼働に係るすべてのシステムで構成される。）のコンピューター設備に置かれているキャビネットを施錠する南京錠が紛失したことに関するものである。しかしながら、キャビネット内部の封印シールは無傷であった。

原子炉保護に係るI&Cシステムのコンピューター設備に置かれたキャビネットでは、南京錠は紛失していない。

すべての管轄当局に対して、直ちに通知がなされた。本件の状況を確認するために調査が行われている。また、EDFもI&Cシステムの完全性について監査を開始した。

本件による発電所の安全性への影響はなかった。

EDFは、この悪意ある行為を強く非難する。

## ⑩ 2018年5月9日－四半期財務情報（2018年3月31日現在）

売上高が3.0%増加（比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく本業における変動。）

## 2018年の目標の確認

## 主要なデータ

|                           |                             |
|---------------------------|-----------------------------|
| グループ売上高                   | 20.4十億ユーロ<br>本業の変動 +3.0%(1) |
| 発電量                       |                             |
| フランスの原子力発電量:112.9TWh      | +4.1%                       |
| 英国の原子力発電量:15.1TWh         | -5.6%                       |
| 当グループの再生可能エネルギー事業:20.6TWh | +31.4%                      |
| うちフランスの水力発電量(2):14.6TWh   | +35.2%                      |

(1) 比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく本業における変動。

(2) フランスの島部電力業務を除いた水力発電量。

## ハイライト

- ・フランスの発電量の改善
  - －発電所の稼働率改善により、原子力発電量が4.4TWh増加した。パフォーマンスは、2018年のフランスの原子力発電量が395TWh超となるという前提と合致している。
  - －フランスの水力発電量（フランスの島部電力業務を除いた水力発電量。）は、水利条件の好転により35%超の増加となった。
- ・再生可能エネルギーにおける新たな進展
  - －2035年までに追加の10GWを稼働することを目標とする電力貯蔵計画の立上げ
  - －スコットランドにおける「Nearth na Gaoithe」洋上風力発電プロジェクト（450MW）の取得
  - －ドバイ首長国における太陽光発電容量200MW（EDF、MasdarおよびDEWAの共同プロジェクトであるDEWA III発電所（800MW）の最初のユニット）の完工
  - －ブラジルにおける114MWの風力発電プロジェクトに係る電力購入契約（PPA）の獲得
- ・顧客向けソリューションおよびサービス
  - －EdisonによるGas Natural Fenosa Vendita Italiaの取得完了により、顧客基盤が約+50%増加
  - －DalkiaによるTiru（廃棄物回収の専門会社）の25%の取得。現在、DalkiaはTiruの単独株主である。
- ・新規の原子力発電所建設
  - －ジェイタプール：インドにおけるEPR 6基（約10GW）の導入に向けた産業的前進に関する契約の締結。EDFは、EPR技術の提供者として参加する。
  - －台山1：2018年4月10日に燃料装荷開始
  - －フラマンビル3：二次冷却システムの配管の溶接における品質の不具合の発見。現在、溶接に関する追加の審査および報告が進められている。

|             |                                                                                          |                          |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 2018年の目標の確認 | ・営業費用 <sup>(1)</sup>                                                                     | 2015年と比較して<br>-0.8十億ユーロ  |
|             | ・EBITDA <sup>(2)</sup>                                                                   | 14.6十億ユーロから<br>15.3十億ユーロ |
|             | ・キャッシュ・フロー <sup>(2)(3)</sup> (Linky <sup>(4)</sup> 、新たな開発および<br>2015年から2020年までの売却計画を除く。) | 約0                       |
|             | ・2015年以降の資産 <sup>(5)</sup> 売却                                                            | 約10十億ユーロ                 |
|             | ・取得および2015年から2020年までの資産売却計画を除く純<br>投資の合計額                                                | 15十億ユーロ以下                |
|             | ーうちLinky <sup>(4)</sup> 、新たな開発および2015年から2020年まで<br>の資産売却計画を除く純投資                         | 約11十億ユーロ                 |
|             | ・純負債／EBITDA倍率 <sup>(2)</sup>                                                             | 2.7倍以下                   |
|             | ・経常外項目を除く純利益 <sup>(6)</sup> の目標配当性向                                                      | 50%                      |

- (1) 人件費およびその他の対外費用の合計。比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス活動における営業費用の変化は除く。
- (2) 比較対象となる為替レートおよび「通常の」天候条件に基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWh超となることを前提とする。一定の年金割引率に基づく。
- (3) 2018事業年度に係る最終的な中間配当を除く。
- (4) Linkyとは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社であるEnedisによるプロジェクトである。
- (5) 締結済みまたは実現済みの売却。
- (6) 自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬を調整。

#### EDFグループの売上高の変動

| (単位：百万ユーロ)             | 2017年度<br>第1四半期<br>(再表示前) | 2017年度<br>第1四半期<br>(再表示後) <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 変動<br>(%)   | 本業の<br>成長率<br>(%) |
|------------------------|---------------------------|------------------------------------------|-----------------|-------------|-------------------|
| フランスー発電と<br>供給業務       | 11,354                    | 7,944                                    | 7,956           | +0.2        | +0.2              |
| フランスー規制業務              | 4,862                     | 4,842                                    | 5,167           | +6.7        | +6.7              |
| EDF Énergies Nouvelles | 306                       | 306                                      | 379             | +23.9       | +14.7             |
| Dalkia                 | 1,222                     | 1,132                                    | 1,223           | +8.0        | +4.0              |
| Framatome              | -                         | -                                        | 721             | -           | -                 |
| 英国                     | 2,568                     | 2,568                                    | 2,577           | +0.4        | +1.9              |
| イタリア                   | 2,797                     | 2,148                                    | 2,252           | +4.8        | +3.5              |
| その他国外                  | 1,467                     | 979                                      | 666             | -32.0       | +0.9              |
| その他事業                  | 625                       | 632                                      | 751             | +18.8       | +16.9             |
| セグメント間消去               | △4,073                    | △842                                     | △1,246          | +48.0       | +9.6              |
| <b>グループ合計</b>          | <b>21,128</b>             | <b>19,709</b>                            | <b>20,446</b>   | <b>+3.7</b> | <b>+3.0</b>       |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響およびセグメント報告における変更 (IFRS第8号) を反映するために再表示されている。

当グループの2018年度第1四半期における売上高は20.4十億ユーロであり、2017年度第1四半期と比較して3.0%の本業の成長となった。

この増加は、主に、料金変更のあったフランスー規制業務セグメント、ならびに欧州および北米の天候条件に連動してボラティリティおよび価格環境が改善したことの恩恵を受けたEDF Tradingのパフォーマンスにより牽引されたものである。

フランスー発電と供給業務による売上高は、比較的安定していた。水力発電量および原子力発電量の増加ならびに価格条件の改善は、2017年度第1四半期と同様に、2018年度第1四半期の卸売市場において買越し（ユーロ建）となったために、売上高においては相殺された。

## EDFグループのセグメントごとの売上高の増減

### フランスー発電と供給業務

| (単位：百万ユーロ)   | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|--------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| フランスー発電と供給業務 | 7,944                          | 7,956           | +0.2      |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響およびセグメント報告における変更（IFRS第8号）を反映するために再表示されている。

2018年度第1四半期におけるフランスー発電と供給業務セグメントによる売上高は、8.0十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して0.2%の本業の成長となった。

原子力発電量は、112.9TWhとなり、2017年度第1四半期と比較して4.4TWh増加した。この増加は、年初における発電所の稼働率が、クルーズ・フォルジュ工場における製造記録と関連する原子炉数基の供給停止および「炭素偏析」問題が生じた2017年度第1四半期と比較して、改善されたことによるものである。このパフォーマンスは、2018年の原子力発電量が395TWh超となるという前提と合致している。水力発電量（揚水発電量を差し引く前の、フランスの島部電力業務を除く水力発電量。なお、揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2017年度第1四半期は8.9TWhであり、2018年度第1四半期は12.8TWhであった。）は14.6TWhとなり、水利条件の好転により、2017年度第1四半期と比較して35.2%（+3.8TWh）増加した。水力発電量および原子力発電量の増加ならびに価格条件の改善は、2017年度第1四半期と同様に、2018年度第1四半期の卸売市場において買越し（ユーロ建）となったために、売上高においては相殺された。

天候は、特に2018年2月および3月において好影響となり、2017年度第1四半期と比較して推定94百万ユーロ（+2.1TWh）のプラスの影響が見込まれている。

配電に係る部分を除く規制販売料金の変更（2017年8月1日付の住宅用顧客区分および非住宅用顧客区分を対象とした青色料金の+1.7%の料金変更、ならびに2018年2月1日付の住宅用顧客区分および非住宅用顧客区分を対象とした青色料金のそれぞれ+0.7%および+1.6%の料金変更。IFRS第15号の適用により、当セグメントにおける料金引上げの影響は、現在は料金の配電に係る部分の変更を除いて表示されていることに留意が必要である。配電に係る部分は、フランスー規制業務において表示されている（2017年8月1日付のTURPE 5配電料金の+2.7%の変更。）。）は、約20百万ユーロのマイナスの影響を及ぼした。

下流部門における市況により、推定58百万ユーロのプラスの影響がもたらされた。特にポートフォリオ構成の変更と関連した価格の好影響は、最終顧客に対する売上高の減少によるマイナスの影響を補って余りあるものとなった。

さらに、2017年には経常外項目が計上されたのに対し、2018年には同様の計上がなく、売上高が推定-120百万ユーロ押し下げられた。

### フランスー規制業務

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| フランスー規制業務  | 4,842                          | 5,167           | +6.7      |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響を反映するために再表示されている。

2018年度第1四半期におけるフランスー規制業務セグメントによる売上高は5.2十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して6.7%の本業の成長となった。

売上高は、推定124百万ユーロとなる配電料金におけるプラスの変動（2017年8月1日付の2.7%のTURPE引上げ。）および約90百万ユーロの天候の好影響による恩恵を受けた。

さらに、特にポートフォリオ構成の変更と関連した価格の影響により、推定100百万ユーロ近くの好影響がもたらされた。



| (単位：百万ユーロ)             | 2017年度<br>第1四半期 | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------------------|-----------------|-----------------|-----------|
| EDF Énergies Nouvelles | 306             | 379             | +14.7     |

EDF Énergies Nouvellesによるグループ売上高への貢献額は、0.4十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して14.7%の本業の成長となった。この変動は、主に、2017年に風力および太陽光発電プロジェクトが稼働したことによるものであり、かかるプロジェクトの稼働は、Futurenの取得と合わせて、発電量の25%増加（+0.8TWh）に貢献した。純設備容量の合計は、2017年度第1四半期と比較して24.7%増加して、7.9GWとなった。

また、売上高は、+15百万ユーロの配電向け太陽光事業（特に米国のGrosolar）における増加によっても恩恵を受けた。

最終的に、2018年度第1四半期末における建設中プロジェクトの総ポートフォリオは、1.7GWとなった。

当グループの再生可能エネルギー事業（2018年度第1四半期財務情報の別紙（8ページ）を参照。当グループの再生可能エネルギー事業には、EDF Énergies Nouvellesおよび当グループの水力発電事業、ならびにEDF LuminusおよびEdisonの再生可能エネルギー事業が含まれる。）の合計は、2018年度第1四半期のグループ売上高に対して1.3十億ユーロ（特にフランスの揚水発電量を差し引いた水力発電所についてより広範囲の発電資産ポートフォリオにおいて最適化された再生可能エネルギー発電に関しては、売上高は、スポット市場価格（または購入義務料金）における実現発電量の評価に基づき、ヘッジの影響を考慮せず、必要に応じて容量の評価を含めて見積もられる。）の貢献となった。この増加は、フランスおよびイタリアにおける良い水利条件、2017年における新たな風力および太陽光発電所の稼働、ならびに欧州における風力条件の改善により牽引された。

## Dalkia

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| Dalkia     | 1,132                          | 1,223           | +4.0      |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響を反映するために再表示されている。

Dalkiaによるグループ売上高への貢献額は、1.2十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して4.0%の本業の成長となった。これは、主に、ガスおよび電力の価格の好転ならびに2017年に実施された商業的拡大によるものである。

当グループのエネルギー・サービス事業（2018年度第1四半期財務情報の別紙（8ページ）を参照。当グループのエネルギー・サービス事業には、Dalkia、街灯、暖房ネットワーク、現地資源に基づく分散型の低炭素発電、消費量管理および電気モビリティが含まれる。）の売上高は、1.5十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して11.8%増加した。売上高は、特に、英国におけるImtechの統合（92百万ユーロ）ならびにイタリアおよびベルギーにおける対象を絞った買収による恩恵を受けた。

## Framatome

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|-----------------|-----------------|-----------|
| Framatome  | -               | 721             | -         |

2018年度第1四半期におけるFramatomeによる売上高は、0.7十億ユーロとなり、そのほとんどは当グループとの間で実現された。

2018年1月、原子力安全当局は、クルーズの施設におけるフランスの原子力発電所向けの鋳造部品の製造再開を許可した。

Framatomeは、Schneider Electricの原子力計装制御（I&C）に係る入札の落札により、エンジニアリング専門技術を開発し、I&Cソリューションのポートフォリオを拡大している。

FramatomeおよびVattenfallは、再装荷される燃料集合体の搬入に関する契約を締結した。

## 英国

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|-----------------|-----------------|-----------|
| 英国         | 2,568           | 2,577           | +1.9      |

英国における売上高は、2.6十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して1.9%の本業の成長となった。

売上高は、供給費用の増加に伴う住宅用電力料金の上昇および2018年度第1四半期中の寒波によるガス使用量の増加の恩恵を受けた。住宅用顧客基盤は、2017年末と比較して2%減少した。

原子力発電量および原子力の実現価格は下落した。原子力発電量は、15.1TWhとなり、2017年度第1四半期と比較して0.9TWh減少した。これは、サイズウェルBの供給停止が2018年まで延長されたことおよび燃料交換のための供給停止による影響が段階的に現れたことによるものである。

## イタリア

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| イタリア       | 2,148                          | 2,252           | +3.5      |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響を反映するために再表示されている。

イタリアにおける売上高は、2.3十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して3.5%の本業の成長となった。

電気事業による売上高は、住宅用顧客セグメントにおける売上高の増加ならびに水力および風力発電の成長に支えられた。これらの項目は、価格によるマイナスの影響により一部相殺された。

炭化水素事業による売上高は、特に、とりわけ天候の好条件により住宅用顧客に対するガス販売量が増加したことにより増加した。探鉱および生産事業はプレントの価格の上昇および販売量の増加による恩恵を受けた。

## その他国外

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| その他国外      | 979 <sup>(2)</sup>             | 666             | +0.9      |

(1) 2017年のデータは、IFRS第15号基準の影響を反映するために再表示されている。

(2) 2017年のデータ（2017年11月13日に売却されたEDF Polskaのポーランドにおける売上げを含む。）。

その他国外セグメントによる売上高は、0.7十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して0.9%の本業の成長となった。

ベルギーにおける売上高は、528百万ユーロとなり、1.2%の本業の成長となった。この変動は、特に、ガス販売量の増加を反映したものであるが、特に競争が激化した企業セグメントにおける電力販売量の下落により、一部相殺された。風力発電容量は、2017年度第1四半期と比較して27%増加して、380MWに達した。

さらに、発電量は、ドゥル3およびチアンジュ3の原子力発電所における供給停止の延長の影響を受けたが、これらの供給停止は2018年度第1四半期の売上高に影響しなかった。

ブラジルにおける売上高は、2017年末に行われた電力購入契約における料金の年次見直しによりわずかにプラスの影響を受けて、増加した。

## その他事業

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度<br>第1四半期 <sup>(1)</sup> | 2018年度<br>第1四半期 | 本業の成長率(%) |
|------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| その他事業      | 632                            | 751             | +16.9     |

(1) 2017年のデータは、セグメント報告における変更（IFRS第8号）を反映するために再表示されている。

その他事業セグメントによる売上高は、0.8十億ユーロとなり、2017年度第1四半期と比較して16.9%の本業の成長となった。

EDF Tradingの売上高は、267百万ユーロとなり、110.7%の本業の大幅な成長となった。これは、2018年度第1四半期中の寒波により欧州および北米における価格およびボラティリティが好条件となったことの恩恵を受けたものである。

2018年2月16日付プレスリリース後における主な事象（全プレスリリースの一覧は、EDFのウェブサイト（[www.edf.fr](http://www.edf.fr)）にて入手可能である。）

### 主な事象

- ・EDFが、フラマンビルEPRの二次冷却システムの一部の溶接における品質の不具合を発見、追加の審査を開始（2018年4月10日付プレスリリースを参照。）。
- ・ベトナム政府が、EDFグループを、ソンミにおける2,000MWのコンパインド・サイクル発電所建設に向けた調査を担当するコンソーシアムのリーダーとすることを確認（2018年3月27日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFが、2035年までに欧州でのリーダーとなることを目指す電力貯蔵計画（8十億ユーロの投資額に相当する10GWの追加的な貯蔵容量および研究開発への2倍の投資）を発表（2018年3月27日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループおよびインドの電力会社であるNPCILが、ジェイタプールにおけるEPR6基の導入に向けた産業的前進に関する契約を締結（2018年3月10日付プレスリリースを参照。）。

### 新規投資、パートナーシップおよび投資プロジェクト

EDF Énergies Nouvellesによる再生可能エネルギーの開発（EDF Énergies Nouvellesの全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（[www.edf-energies-nouvelles.com](http://www.edf-energies-nouvelles.com)）で入手可能である。）

- ・2018年5月3日、EDF Énergies Nouvellesが、スコットランドにおける450MWの洋上風力発電プロジェクトをMainstream Renewable Powerから取得
- ・2018年5月1日、EDFグループが、アラブ首長国連邦における最初の再生可能エネルギー施設を稼働
- ・2018年4月12日、EDF Énergies Nouvellesの海外子会社が、EDF Renewablesへと商標を変更
- ・2018年4月9日、EDF Énergies Nouvellesが、ブラジルにおける114MWの風力エネルギー・プロジェクトを落札

Edison（Edisonの全プレスリリースの一覧は、Edisonのウェブサイト（[www.edison.com](http://www.edison.com)）で入手可能である。）

- ・2018年2月22日、Edisonが、Gas Natural Fenosa Vendita Italiaの取得を完了し、顧客基盤が50%増加

Framatome（Framatomeの全プレスリリースの一覧は、Framatomeのウェブサイト（[www.framatome.com](http://www.framatome.com)）で入手可能である。）

- ・2018年4月27日、FramatomeおよびVattenfallが、再装荷される燃料集合体の搬入に関する契約を締結

### その他の重要な事象

- ・EDF Energyが、ハンターストンB発電所の供給停止を発表。2018年末までに稼働が再開される見込みである（2018年5月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、産業顧客向けのオペレーショナル・エクセレンスを強化する人工知能ソリューションであるMetroscopeを設立（2018年3月29日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF (Cyclife) およびWestinghouse Electric Spainが、スペインにおける原子力解体エンジニアリング契約を獲得（2018年2月21日付プレスリリースを参照。）。

**⑪ 2018年5月10日－EDFが、チリにおける再生可能エネルギー事業の発展支援のため、稼働中の発電容量750MW（ガスおよびピーク需要対応型）の取得を完了**

2018年5月10日、EDFグループは、チリの電力会社AMEとのジョイント・ベンチャーにおいて、柔軟性のある発電容量（ガスおよびピーク需要対応型）750MWの取得に関してAES Generとの間で締結した契約の最終決定を行った。EDFグループは、これらの資産により風力発電および太陽発電による発電量の変動を補うことで、チリにおいて再生可能エネルギー・プロジェクトをさらに発展させることが可能となった。

かかる取引には、ヌエバ・レンカ（Nueva Renca）天然ガス・コンバインド・サイクル発電所（379MW）ならびに3つのピーク需要対応型燃焼タービン（ロス・ピエントス（132MW）、サンタ・リディア（139MW）およびレンカ（100MW））が含まれている。これらの資産は、AMEと共同で保有されており、取引の75%が様々な銀行ローンを通じて資金調達された。EDFおよびAMEは、これらの資産の効率性および環境上のパフォーマンスを最大化するために、アップグレードを行う予定である。

EDFおよびAMEは、この共同の取得を通じて、互いの協力関係およびチリの電力市場におけるポジションを強化している。両社は、既に、サンティアゴ太陽光発電所（115MWp）ならびにコンバインド・サイクル発電所（セントラル・エル・カンペシーノ）およびLNG貯蔵／再ガス化インフラ（GNLペンコ）により構成されるガス発電プロジェクトにおいて、パートナーの関係にある。

ピーク需要対応型の能力と合わさった再生可能エネルギーの発展は、チリにおける主要なエネルギー移行戦略の1つである。チリは、エネルギー構成における再生可能エネルギーの割合を2035年までに60%に引き上げる一方で、2050年までに石炭火力発電所を段階的に廃止していく予定である。

**⑫ 2018年5月25日－EDFがモスクワにおいて持続可能な地域の開発に関する契約を獲得**

EDFグループは、モスクワのルブロヴォ・アルハンゲリスコエ地域の将来における開発を支援する契約を獲得した。EDFは、地域のエネルギー計画および都市計画を率いる。当グループにとって初となるロシアの当該プロジェクトは、「スマート・シティ」という観点において、国のベンチマークとなる。スマートかつ持続可能な都市の分野において、EDFがフランスおよび世界中で培った経験が活かされる。

ルブロヴォ・アルハンゲリスコエ地域は、モスクワ西部の460ヘクタール超を占めている。収容施設および第3次産業を組み合わせたエリアにおいて、65,000軒の住宅を収容する。EDFは、かかる契約に係る枠組みにおいて、エネルギー・都市シナリオの3次元シミュレーションの作成の基となるプラットフォームを通じた、革新的な計画に係るサービスを提供する予定である。かかるプラットフォームは、ドイツのカールスルーエに拠点を置くEIFER（欧州エネルギー研究所）の研究センターにおけるEDFグループの研究開発部門によって開発される予定である。

EDFが監督するプロジェクトの中核には、エネルギーの消費および現地生産の最適化、電気モビリティの開発支援ならびに将来の居住者の生活の質を保証するための新たな技術およびサービスの展開が据えられている。当グループは、シンガポール、中国およびフランスにおけるプロジェクトにより、この分野の専門知識に関して高い評価を既に受けている。EDFは、この契約により、EDFがエネルギーの消費および生産の最適化に関して顧客を支援する革新的なソリューションを開発できることを、もう一度示すことができる。これは当グループの戦略であるCAP2030に沿ったものである。

この契約は、スマート・エネルギーおよび都市サービスを宣伝するための、多数のロシアの団体とのより幅広い協力関係と適合したものとなっている。またサンクトペテルブルク国際経済フォーラムの開催中に、EDFグループは、ロシアのDalkiaにより提供されるエネルギー効率化サービスの成長を支援するために、投資会社のRDIFと協働契約を締結した。

**⑬ 2018年5月29日－EDFが、IndustriALLおよびPSIと国際的な雇用者責任協定を締結**

5月29日（火曜日）付で、EDFグループの会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナール・レヴィ氏は、ジェネーヴの国際労働機関本部において、ILO事務局長であるガイ・ライダー氏の列席の下、2つのグローバル労連の書記長ら（IndustriALL Global Unionのヴァルター・サンチェス氏および国際公務労連（PSI）のローザ・パヴァネリ氏）とともに、人権および労働権に関する新たな国際的な責任協定を締結した。この協定は、24か国におけるEDFの全事業にわたって適用され、国際的な労働協約の遵守を一本化するものである。この協定は、当グループの160,000人の従業員に関する一連の共通基準の展開を保証し、国際的な社会対話を集約することを目的として策定された。

この国際協定は、全交渉参加者の取組みによって実現した。これは、EDFグループ会社における11の国内労連ならびに2つのグローバル労連（IndustriALL Global UnionおよびPSI）の参加した共同の交渉プロセスの結果によるものである。これら13の労連が、社会的な責任の分野におけるこの種の協定としては革新的である、多くの意義深い取組みを含む協定の調印者となる。かかる取組みとは、財務の透明性、内部告発者の保護、汚職および不正との闘い、職場での暴力およびハラスメントとの闘い、下請業者および供給業者への注意義務、男女の平等ならびに性的指向に関する差別との闘い等である。より全般的には、この協定は、当グループの基盤となるあらゆる場面における当社の従業員および下請業者の人権、多様性、健康および安全、技能開発ならびに社会的保護、ならびにすべての人のための環境面で持続可能な経済に向けた公正な移行の原則を推進する。

この当グループの新たな協定は、2005年にEDFが締結し、2009年に更新された、社会・環境責任に関する従前の協定に取って代わるものである。EDFは、当時、そのような協定を導入する多国籍企業の先駆けであった。この新文書は、従業員に関する新たな社会的要請を組み込み、EDFの公共サービスの価値に見合った同社の海外展開を支援することを目的としている。これにより、エネルギー移行および当グループのCAP2030戦略のためにEDFが設定した6つの企業責任目標が補完される。この協定の履行は、国際的な監督委員会によって監視される。

#### ⑭ 2018年5月31日－フラマンビルEPRの二次回路の一部の溶接における品質の不具合：審査の継続

2018年4月10日付で、EDFは、フラマンビルEPRの主要二次回路の一部の溶接における品質検査において不具合が発見されたことに関して、原子力安全当局に対し重大事象の申告を行い、これらの不具合の原因および性質を分析する報告書の作成を指示した（2018年4月10日付のEDFのプレスリリースを参照。）。

EDFが実施した審査に基づき、原子力安全当局との協議は、さらに数週間継続する。

スケジュールおよび（必要に応じて）フラマンビル3プロジェクトの費用への影響については、その後発表される。

この結果の一つとして、フラマンビル3EPR原子炉の稼働が数か月延期される可能性があるため、EDFは、フェッセンハイム原子力発電所の原子炉2基の稼働を2019年夏まで継続する準備を進めている。

#### ⑮ 2018年6月5日－EDFとMcPhyが、フランスおよび世界中においてカーボンフリー水素を開発するためにパートナーシップ契約を締結

- ・フランスおよび世界中においてカーボンフリー水素を開発するための産業上、商業上および研究上のパートナーシップ契約。
- ・資本準備金の増加にかかる出資を通じて、EDF Nouveaux BusinessがMcPhyに対して約16百万ユーロを投資（EDF Nouveaux Business HoldingsのMcPhy資本に対する拠出であり、かかる拠出は、2018年6月26日に開催のMcPhyの年次株主総会において株主からの承認を取得することおよび増資に関する目論見書についてフランス金融市場監督局（Autorité des Marchés）から許認可を取得することを条件としている。）。
- ・McPhyが成長を維持し、かつ商業的開発を促進できるようにEDFの戦略市場を活用することが可能になることを意味する、McPhyの財務能力の統合。
- ・エネルギー移行への貢献における、EDFにとってのさらなる前進。EDFは、競争力のあるカーボンフリー水素ソリューションを開発するという中期的な目標を掲げて、カーボンフリー水素市場に参入する。

パリ－2018年6月5日19：45、ラ・モット・ファンジャにて水素の生産、貯蔵および供給用の機器の専門業者であるMcPhy（ユーロネクスト・パリ、コンパートメントC：MCPHY FR0011742329）とEDFグループは、2018年6月5日、フランスおよび世界中においてカーボンフリー水素を開発するためのパートナーシップ契約を締結したことを発表した。

#### フランスおよび世界中においてカーボンフリー水素を開発するための産業上、商業上および研究上のパートナーシップ

2008年に設立されたMcPhyは、元々ドローム県出身で、ユーロネクストに上場している会社であり、水素の分野における主要な事業者として、電解槽、水素充電スタンドおよび貯蔵を含む総合的な一連のソリューションを提供している。McPhyは、エンジニアリング、製造および生産から維持管理および研究開発まで、バリュー・チェーン全体を網羅している。McPhyは、80名超の従業員により構成される高い技能を持つチームに依拠しており、これらのチームは、産業およびモビリティ向けのカーボンフリー水素の成長市場をターゲットとするために、主としてフランス、イタリアおよびドイツに配置されている。主要株主となる予定のEDFとの協力の下、McPhyは、この成長の資金援助を行うために必要な追加的な手段に向けて準備を行っている。McPhyは、同社の商業的開発を統合し、フランスおよび世界中の新規顧客を確保するためのEDFによる持続的なサポートとともに、欧州、米国および中国の戦略市場におけるEDFの地位を活用することが可能となる。

EDFの目標は、主として企業用顧客および大型モビリティ分野を対象とした、競争力の高いカーボンフリー水素ソリューションを、産業パートナーおよび地域の活力に依拠することによって、開発することに焦点を合わせている。また当グループは、カールスルーエのEIFER研究所において、既に15年以上にわたって研究開発資源（とりわけ電解槽および自動車の充電スタンドを

含む。)を水素に費やしている。カーボンフリーな経済の創設およびニコラ・ユロ環境連帯移行大臣が発表した水素計画への関与を継続するにあたり、EDFグループは、カーボンフリー水素の生産の開発に貢献するために、水素の生産、貯蔵および供給用の機器の専門業者であるMcPhyと協業することで、エネルギー移行への貢献において新たな局面を迎える。

これに関連して、McPhyのフランスおよび世界各地におけるルーツは、大きな資産である。McPhyは、とりわけ、産業面についてはフォス・シュル・メールにおけるGRTgazの1 MWのプロジェクトを含み、またモビリティ面についてはフランスの18か所に設置されている水素充電スタンドのうちの9か所への装備を含む、フランスでの水素ソリューションの展開において、積極的な役割を果たしている。また国際的には、McPhyは、中国において建投燕山風力エネルギー向けに4 MWの水素生産ユニットを提供する契約を獲得するなど、最近の数か月間で多数の商業的な成功を収めている。

McPhyの専門性のおかげで、EDFは、顧客に対して炭素排出量を削減し、競争力を高める一助となる新たなサービスを提供することが可能となる。また、かかる専門性は、二酸化炭素フリー水素の生産および販売を行うにあたり、EDFグループの電気モビリティに係る戦略を強化するものとなる。EDFは、かかるパートナーシップを通じて、気候変動と闘うコミットメントを統合する(McKinseyの水素協議会により実施された最近の調査によれば、2050年までに水素は総消費エネルギーの5分の1近くを占める可能性を秘めており、二酸化炭素を20%、すなわち55百万トン削減することの一助となる。この予測に基づき、水素の大規模な開発により、2,500十億米ドルの売上高および30百万の雇用の創出が可能となる。)。実際にEDFは、EDFの原子力エネルギーと再生可能エネルギーを組み合わせた低炭素構成の場合と同様に、電解水素がカーボンフリーである電力から生成された場合、電解水素を、特定の経済分野(産業、モビリティ)をカーボンフリーにするための重要なエネルギー担体として捉えている(IFP Energies Nouvellesの調査によれば、2018年6月5日現在96%の水素が化石燃料により生産されている。))。

## 財務情報

EDFの投資は、（直近3か月間の終値の平均値である5.32ユーロに対して4.2%の割引に相当し、また1株当たりの現在の株価である6.00ユーロの15%の割引に相当する）1株当たり5.10ユーロで、（McPhyの新株3,137,250株、株式資本の約21.7%および議決権の20.4%に相当する）総額約16百万ユーロ分のMcPhyの資本準備金の増加にかかる出資によって行われる。この増資の実施は、一定の前提条件（とりわけ2018年6月26日に開催のMcPhyの年次株主総会において承認を取得することおよび増資に関する目論見書についてフランス金融市場監督局（*Autorité des Marchés*）から許認可を取得すること）が満たされることを条件としており、これらの承認が下りた後数日以内に最終決定が行われる予定である。

さらに、EDF Nouveaux Businessの指定する取締役2名の任命に関する議案が、2018年6月26日に開催のMcPhyの株主総会において提案される。

### ⑯ 2018年6月15日－2017事業年度の配当残高における株式による配当オプションの結果

EDFの株主の間で、配当残高を株式の形式で受領する配当オプションが支持された。2018年5月25日（当日を含む。）から2018年6月11日（当日を含む。）までのオプション行使期間の終わりまでに、配当受領権の93.39%について、この配当オプションが選択された。

フランス商法第L.232-18条および当社の定款第25条に従い、EDFの2018年5月15日付定時株主総会において、2017事業年度に関して普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.46ユーロの配当金を支払うことが決定され、普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.31ユーロの未払いの配当残高を当社株式の形式で受領する配当オプションを付与することとなった。

新株の発行価格は、1株10.23ユーロである。この価格は、規制されたユーロネクスト・パリ市場において、定時株主総会が開催された2018年5月15日より前の20取引日におけるEDFの上場株式の始値の平均株価の90%から、配当金残高を差し引き、ユーロセントの単位に四捨五入した値に相当する。

かかる取り決めにより、82,828,872株（発行後、株式資本の約2.75%を占めた。）の新株の発行が行われ、交付され、2018年6月19日以降ユーロネクスト・パリにおける取引が許可される予定である。新株は、即時行使可能な配当受領権とともに発行され、当社のサイトで入手可能である当社定款および2017年*Document de Référence*に記載されているとおり、発行済普通株式と同様の権利（*jouissance courante*）および条件を付与する。株式による配当オプションを選択した株主に支払われる現金残高は、約0.884百万ユーロとなった。

2017年の配当残高を株式の形式で受領することを選択しなかった株主に対する現金による支払配当金の残高合計は、約60.331百万ユーロとなり、2018年6月19日に支払われた。

### ⑰ 2018年6月22日（パリ）－EDFグループが、英国における2つの画期的なエネルギー移行プロジェクト（ブリス洋上風力発電所およびウェスト・バートン蓄電池貯蔵施設）を完工

2018年6月22日（金曜日）付で、EDFグループの会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナール・レヴィ氏、再生可能エネルギー担当の当グループ上級執行副社長であるブルーノ・ベンサソン氏およびEDF Energyの最高経営責任者であるシモーネ・ロッシ氏は、英国における2つの画期的なプロジェクト（ブリス洋上風力発電所およびウェスト・バートン蓄電池貯蔵施設）を正式に開設した。

#### ブリス洋上風力発電所

ノーサンバーランド岸沖に位置するブリス洋上風力発電所は、総発電容量41.5MWのタービン5基からなる。洋上風力発電の競争力を強化するため、いくつかの革新技术が組み込まれている。

ブリスは、フロート・アンド・サブマージ技術を用いる初の洋上風力発電所である。風力タービンは、重力式基盤によって支えられる。この基盤は、浮かべて輸送されるため設置費用が削減される。8.3MWのタービンは、洋上風力発電所において使用されるものの中では最も強力なタービンの1つである。9名からなる専属の操業・維持管理チームがブリス港に設置された。

EDFグループは、英国のEDF Renewablesとして、このブリスの新施設の南約80kmの場所に位置する、62MWのティーズサイド洋上風力発電所を既に操業している。5月、当グループは、スコットランド東岸沖に位置する450MWのNart na Gaoithe洋上風力発電プロジェクトを取得し、すべての行政上の認可を付与された。

#### ウェスト・バートンB蓄電池貯蔵施設

ウェスト・バートンB発電所に所在する49MWの蓄電池貯蔵施設は、国営電力網の安定性の向上を目的として、英国全体で展開される新たな周波数管理システムにおける、最大のプロジェクトである。

再生可能エネルギー発電の著しい発展および老朽化した発電所の閉鎖を背景として、蓄電池技術は、電力網の安定性を支え、電力網周波数の変動に対する迅速な対応のために利用することが可能である。

**⑮ 2018年6月26日－EDFおよびGEが、インドにおけるEPR 6基の建設計画に関する戦略的協働契約を締結**

2018年6月26日付で、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当のEDFグループ上級執行副社長であるグザヴィエ・ウルサ氏ならびにGEの蒸気動力部門の社長兼最高経営責任者であるアンドレアス・ルシュ氏は、GEおよびEDFが、インドのマハーラーシュトラ州に所在するジェイタプール用地におけるEPR原子炉6基の建設計画に関する戦略的協働契約を締結したことを発表した。

この契約は、6基の各原子炉ユニットの従来型アイランド（従来型アイランドは、原子炉により生成される蒸気を電力に変換するのに用いるすべての部品およびシステム（蒸気タービン、発電機、復水器、湿分分離再熱器システム、付属設備および制御システムを含む、すべてのタービン建屋におけるシステムおよび部品）からなる。）の建設に関する、長期的パートナーシップの基礎を築くものである。GE Powerは、ジェイタプール原子力発電所の従来型アイランドを設計し、その主要な部品を供給する。また、同社は、現在協議されている将来的な原子力発電所のインドの所有者兼操業者であるNPCILの要請に応じて、操業支援サービスおよび訓練プログラムも提供する。EDFは、プロジェクト全体（ニュークリア・アイランド、従来型アイランドおよび付属システム）を対象とするエンジニアリング・インテグレーションを担当し、すべての必要な入力データを提供する。

EDFおよびGE Powerは、現在行われている、プロジェクトの技術オプションの決定のための取組みを前進させ、両社間の産業協定を微調整し、設計エンジニアリングおよび調達スケジュールを確定させる。

この戦略的協働契約の締結は、2018年3月10日にNPCILと締結した産業的前進に関する契約の実行に向けた重要な一歩である。この契約の条件に基づき、EDFは、EPR技術を提供し、またこのプロジェクトの産業パートナーの構築および連携に責任を負う。

GE Powerは、長年にわたるEDFグループのパートナーである。同社は、フラマンビル3等の多くのフランスの発電所および英国のヒンクリー・ポイントCにおいて、従来型アイランド向け部品の主要な供給業者である。GE Powerは、フランスおよびインドの両国において、数十年に及ぶ経験および製造拠点を有している。

**⑯ 2018年6月26日－EDFが、原子力発電所の廃炉向けのデジタル・ソリューションを専門に扱う新興企業のOREKA SOLUTIONSを買収することを発表**

EDFグループは、子会社のEDF Nouveaux Businessを通じて、原子力施設の廃炉において3次元シミュレーション形式のデジタル・ソリューションを提供する新興企業のOREKA SOLUTIONSを（創設者兼最高責任者のリュク・アルデリエ氏およびCEA Investissementとともに、同社の89.7%の持分を保有する子会社のEDF Nouveaux Business Holding SASを通じて）買収した。2018年5月17日に最終決定されたかかる買収は、デジタル変換におけるEDFの進展に貢献した。

2010年にガール県において設立された当該新興企業は、3次元シミュレーション、没入型バーチャル・リアリティおよび計算コードの強力なツールを通じて、原子力施設の廃炉プロジェクトの構想を練り、最適化することのできる「原子力向けDEMPLUS®」と称されるデジタル・ツールの開発に取り組んでいる。

かかるデジタル・ツールは、原子力施設の3次元デジタル・モデルおよび廃炉プロジェクトを実行するために必要な他のデータを使用する。その後、利用者に対して、現場のバーチャルな表現を提供する。同ツールは、アバター（人間またはロボット）を動き回らせ、一連の動作（切断、除去、移動、機器の搬入・搬出等）のシミュレーションを行い、さらにはリアルタイムでプロジェクトの主要な指標（現場の作業期間、除去すべき廃棄物の量、総費用および労働者の安全性）を評価することもできる。「原子力向けDEMPLUS®」は、労働者にとっての廃炉業務をより単純に、迅速に、安全にする。

また当該ツールは、新たな建物の開発および非原子力産業用施設の維持または廃炉等、その他の部門においても使用することができる。

OREKA SOLUTIONSは、十数名の共働者によって構成されており、フランス、その他の欧州諸国（英国およびドイツ）ならびにその他の地域（中国）において事業を行っている。

この新興企業は、廃炉に係るエンジニアリングおよび放射性廃棄物管理において、EDFグループのポートフォリオに付加価値を与え、これにより、当グループが原子力廃炉事業市場における欧州の主要な事業者として自らを位置付けることが可能となることを意味する。

かかる買収により、EDFグループは、子会社のEDF Nouveaux Businessを通じて、パフォーマンスの向上に貢献することのできる新興企業の発展支援に献身的であることを再び示した。

**⑰ 2018年6月26日－EDFおよびVeoliaが、原子力発電所廃炉および放射性廃棄物処理に関するパートナーシップ契約を締結**

2018年6月26日付で、EDFおよびVeoliaは、ガス冷却原子炉（天然ウラングラファイトガス（フランス語でUNGG））の廃炉および放射性廃棄物のガラス固化に関する遠隔制御ソリューションのフランスおよび世界各国における共同開発に向けたパートナーシップ契約を締結した。



EDFは、現在、ピュジョイ（フランスのアン県）、シノン（アンドル・エ・ロワール県）およびサンローラン・デ・ゾー（ロワール・エ・シェール県）において、6基のガス冷却原子炉の廃炉を実施している。これらの複雑なプロジェクトすべてにおいて重要な節目が既に達成されており、EDFは、可能な限り最短の日程でこれらの原子力施設を廃炉するという目標を再確認している。このため、Veoliaは、最適安全性の下で、ガス冷却原子炉の中核部にアクセスし部品の切断および除去を行う革新的なソリューションの設計および実現のため、遠隔操作技術（ロボット工学）における経験をEDFに対して提供する。

同時に、EDFおよびVeoliaは、VeoliaのGeoMelt®技術を用いた低レベルおよび中レベルの廃棄物のガラス固化に関する産業ソリューションの開発に取り組む。この技術は、ガラスマトリックスの中で固定化する放射性廃棄物に理想的に適しており、輸送および貯蔵が容易な、安定的かつ耐久性のある廃棄物形態が実現する。

2社の目標は、これらのロボット工学およびガラス固化技術を産業的に導入し、共同で商業利用を行うことである。

## 第4【設備の状況】

### 1【設備投資等の概要】

EDFの不動産部門は、当グループの不動産部門およびその不動産子会社によって構成され、約58%を当グループが直接所有し、約42%を第三者からリースしている（リースおよび借地）約5.0百万平方メートルの事業用および商業用不動産に関する不動産ポートフォリオを管理および最大限に利用することにより、フランスにおいてEDFおよびEnedisの事業体向けの不動産サービス提供者として機能している。2017年、これらの資産の約210個が売却され、これは使用可能な床面積の約0.4百万平方メートルに相当する。かかる210個の不動産資産のうち、186個の資産ポートフォリオはSofiloによって売却された。

不動産部門は、サブリース制度を通して当グループの事業体および部署のために場所を提供することにより、不動産資産管理、リース管理、建物の技術的運営ならびに施設の維持管理および賃借人に提供されるサービスを担当している。不動産部門の経営幹部は第三者からリースを受けることにより、2018年から2032年までの期間において、EDFのために総額942百万ユーロのリース・コミットメントを支払っている。

上記の説明以外に本書の「第2 3 事業の内容」を参照。

### 2【主要な設備の状況】

2017年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」、注記21「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」および注記22「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」を参照。

### 3【設備の新設、除却等の計画】

本書「第2 3 事業の内容」を参照。

## 第5【提出会社の状況】

### 1【株式等の状況】

#### (1)【株式の総数等】

##### ①【株式の総数】

(2017年12月31日現在)

| 授 権 株 数(株)* | 発行済株式総数(株)     | 未発行株式数(株)* |
|-------------|----------------|------------|
| —           | 2,927,438,804株 | —          |

\* フランス法の下では、授權株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

##### ②【発行済株式】

(2017年12月31日現在)

| 記名・無記名の別及び<br>額面・無額面の別 | 種 類  | 発 行 数(株)       | 上場金融商品取引所名又は<br>登録認可金融商品取引業協会名 | 内 容 |
|------------------------|------|----------------|--------------------------------|-----|
| 記名式<br>(額面0.5ユーロ)      | 普通株式 | 2,927,438,804株 | ユーロネクスト・パリ                     | —   |

#### (2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当事項なし。

## (3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

(2017年12月31日現在)

| 年月日             | 発行済株式総<br>数増減数<br>(株)  | 発行済株式総数残<br>高(株) | 資本金<br>増減額<br>(ユーロ)   | 資本金残高<br>(ユーロ)   | 摘要                                                                                                        |
|-----------------|------------------------|------------------|-----------------------|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2004年<br>11月20日 | 1,625,800,000株<br>(増加) | 1,625,800,000株   | 0                     | 8,129,000,000    | フランス政府からの資本および資本<br>抛出の当社株式資<br>本への転換                                                                     |
| 2005年<br>10月27日 | 0株                     | 1,625,800,000株   | 7,316,100,000<br>(減少) | 812,900,000      | 連結剰余金への振<br>替を通じた減資                                                                                       |
| 2005年<br>11月18日 | 187,869,028株<br>(増加)   | 1,813,669,028株   | 93,934,514<br>(増加)    | 906,834,514      | 株式公開および国<br>際的公募に準じた<br>増資                                                                                |
| 2005年<br>12月20日 | 8,502,062株<br>(増加)     | 1,822,171,090株   | 4,251,031<br>(増加)     | 911,085,545      | 引受業者による<br>オーバーアロット<br>メント・オプショ<br>ンの行使による増<br>資                                                          |
| 2010年<br>1月21日  | 26,695,572株<br>(増加)    | 1,848,866,662株   | 13,347,786<br>(増加)    | 924,433,331      | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による中間配当<br>の支払                                                                   |
| 2011年<br>6月24日  | (増加)                   | 1,860,812,110株   | (増加)                  | 930,406,055      | EDF Énergies<br>Nouvelles に関す<br>る公開買付けにお<br>いてEDFに出資さ<br>れたEDF Énergies<br>Nouvellesの株式<br>の対価としての増<br>資 |
| 2011年<br>9月28日  | (減少)                   | 1,848,866,622株   | (減少)                  | 924,433,331      | 消却に関する株式<br>買戻プログラムの<br>一環としての株式<br>の購入による消却                                                              |
| 2013年<br>7月29日  | (増加)                   | 1,860,008,468株   | (増加)                  | 930,004,234      | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による配当の支<br>払                                                                     |
| 2015年<br>12月18日 | 60,130,559株<br>(増加)    | 1,920,139,027株   | (増加)                  | 960,069,513.50   | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による中間配当<br>の支払                                                                   |
| 2016年<br>6月30日  | 93,112,364株<br>(増加)    | 2,013,251,391株   | (増加)                  | 1,006,625,695.50 | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による配当の支<br>払                                                                     |
| 2016年<br>10月31日 | 95,885,292株<br>(増加)    | 2,109,136,683株   | (増加)                  | 1,054,568,341.50 | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による中間配当<br>の支払                                                                   |

|                 |                      |                |      |                  |                                         |
|-----------------|----------------------|----------------|------|------------------|-----------------------------------------|
| 2017年<br>3月30日  | 632,741,004株<br>(増加) | 2,741,877,687株 | (増加) | 1,370,938,843.50 | 優先引受権による<br>増資                          |
| 2017年<br>7月12日  | 145,476,587株<br>(増加) | 2,887,354,274株 | (増加) | 1,443,677,137    | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による中間配当<br>の支払 |
| 2017年<br>12月14日 | 40,084,530株<br>(増加)  | 2,927,438,804株 | (増加) | 1,463,719,402    | 株主の選択による<br>現金または新株発<br>行による中間配当<br>の支払 |

## (4) 【所有者別状況】

## ① 当社の資本および議決権の保有者

過去3事業年度の毎年12月31日現在におけるEDF株式資本の保有内訳は、以下のとおりである。

|                | 2017年12月31日               |        |                        | 2016年12月31日               |        |                        | 2015年12月31日               |        |                        |
|----------------|---------------------------|--------|------------------------|---------------------------|--------|------------------------|---------------------------|--------|------------------------|
|                | 株式数                       | 資本金(%) | 議決権 (%) <sup>(1)</sup> | 株式数                       | 資本金(%) | 議決権 (%) <sup>(1)</sup> | 株式数                       | 資本金(%) | 議決権 (%) <sup>(1)</sup> |
| フランス政府         | 2,444,361,086             | 83.50  | 83.60                  | 1,805,952,345             | 85.62  | 85.73                  | 1,630,870,545             | 84.94  | 85.04                  |
| 機関および<br>一般投資家 | 444,381,189               | 15.18  | 15.20                  | 267,417,384               | 12.68  | 12.70                  | 255,445,264               | 13.30  | 13.32                  |
| 従業員            | 35,266,513 <sup>(2)</sup> | 1.20   | 1.20                   | 33,097,739 <sup>(3)</sup> | 1.57   | 1.57                   | 31,512,465 <sup>(4)</sup> | 1.64   | 1.64                   |
| 自己株式           | 3,430,016                 | 0.12   | -                      | 2,669,215                 | 0.13   | -                      | 2,310,753                 | 0.12   | -                      |
| 合計             | 2,927,438,804             | 100.00 | 100.00                 | 2,109,136,683             | 100.00 | 100.00                 | 1,920,139,027             | 100.00 | 100.00                 |

(1) これらの割合には、フランス商法第L.225-123条に基づき取得した可能性のある二重議決権が含まれていない。

(2) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.05%に相当する30,856,184株（EDFグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.15%の株式に相当する約4.4百万株が含まれている。

(3) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.36%に相当する28,771,251株（EDFグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.21%の株式に相当する約4.3百万株が含まれている。

(4) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.41%に相当する27,122,068株（EDFのグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またかかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.23%の株式に相当する約4.4百万株が含まれている。

2018年1月15日現在、フランス政府は、商工業公益企業体（EPIC）であるBpifranceとの株式割当契約を締結した。かかる契約により、フランス政府は、Bpifranceに対してEDF株式389,349,361株すなわち株式資本の13.3%および議決権の8.46%を割り当てた。双方は協働し、EDFの各株主総会前にお互いの話合いの場を設けるものとする。Bpifranceは、株式の譲渡、担保としての差出しまたは処分を行わないことを約束した。

2018年1月29日現在、BPI Franceおよびフランス政府は、2社合計で当社の株式資本および議決権の5%、10%、15%、20%、30%、3分の1、50%および3分の2の法定基準を超えた。

当社の認識している限り、フランス政府およびBPI France以外の株主は、直接・間接的を問わず株式資本および議決権の5%を超えて有していない。

当社は、2017年12月31日現在、同日における当社の資本金の保有状況および当社の株主の地理的位置を検証することを可能にした、特定可能な無記名式株式の調査を実施した。以下の表は、2017年12月31日現在および2016年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

|                    | 2017年12月31日   |        | 2016年12月31日   |        |
|--------------------|---------------|--------|---------------|--------|
|                    | 保有株式数         | 資本金(%) | 保有株式数         | 資本金(%) |
| フランス政府             | 2,444,361,086 | 83.50  | 1,805,952,345 | 85.62  |
| 欧州の機関投資家(フランスを除く。) | 111,751,510   | 3.81   | 55,533,724    | 2.63   |
| その他地域の機関投資家        | 174,348,008   | 5.96   | 105,599,615   | 5.01   |
| フランスの機関投資家         | 83,945,491    | 2.87   | 44,821,849    | 2.13   |
| 民間による株式保有          | 74,336,180    | 2.54   | 61,462,195    | 2.91   |
| 従業員による株式保有         | 35,266,513    | 1.20   | 33,097,739    | 1.57   |
| 自己株式               | 3,430,016     | 0.12   | 2,669,215     | 0.13   |
| 合計                 | 2,927,438,804 | 100.00 | 2,109,136,683 | 100.00 |

実体経済を取り戻すための2014年3月29日付フランス法第2014-384号の効力が発生して以来、2年以上にわたりフランス政府が保有していた直接記名式株式1,630,870,545株に付された二重議決権の割当てにより、2018年2月28日に政府は、EDFにおいて2,055,011,725株および3,685,882,270個の議決権を保有していることを通知した(資本金の70.20%およびEDFの議決権の80.10%)(かかる割合は、議決権が喪失した株式を含むすべての議決権付株式に係る理論上の議決権数に基づき算出された。)

2016年4月22日に、政府は、2016年および2017年において、配当金を株式として受領することを発表した。

## ② 経営陣の交代に至る可能性がある契約

EDFの認識している限り、当社の経営陣の交代に至る可能性のある契約は締結されていない。

また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府によるEDFの資本保有割合は70%未満となることはない。

## (5) 【大株主の状況】

2017年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の83.50%および議決権の83.60%を保有している。フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府は、資本保有割合の少なくとも70%を維持しなければならない。したがって、フランス政府は、大株主として、株主の承認を必要とする当社の決定、具体的には、株主総会が権限を持つあらゆる問題についての、株主の決議結果に対する選択権を有している。

フランス政府による多数保有の結果として、EDFに適用される規制については「第2 3 (3) 法令および規制に関する環境」を参照。

フランス政府との関係はまた、2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

## 2 【配当政策】

### (1) 過去3事業年度間に支払われた配当金および中間配当

過去3事業年度間において支払われた配当および中間配当額は以下のとおりである。

| 事業年度  | 株式数                          | 1株当たり配当金<br>(ユーロ)   | 分配された配当金総額 <sup>(1)</sup><br>(ユーロ) | 配当日        |
|-------|------------------------------|---------------------|------------------------------------|------------|
| 2014年 | 1,860,008,468                | 1.25 <sup>(2)</sup> | 2,327,233,892.26 <sup>(3)</sup>    | 2015年6月5日  |
| 2015年 | 1,920,139,027                | 1.10 <sup>(4)</sup> | 2,079,072,045.71 <sup>(5)</sup>    | 2016年6月30日 |
| 2016年 | 2,741,877,687 <sup>(6)</sup> | 0.90 <sup>(7)</sup> | 2,105,349,378.42 <sup>(8)</sup>    | 2017年6月30日 |

(1) 自己株式控除後。

(2) 1.375ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。

(3) このうち、1,059,262,163.04ユーロは、当該年度の中間配当として2014年12月17日に支払われた。

(4) 1.21ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。

- (5) このうち、1,058,682,286.08ユーロは、当該年度の間配当として2015年12月18日に支払われた。
- (6) 残余配当の支払い後、すなわち632,741,004株の株式が新規に発行された2017年3月30日の増資後。
- (7) 0.99ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。
- (8) このうち、1,005,552,797ユーロは、当該年度の間配当として2016年10月31日に支払われ、922,416,509.04ユーロの新株、82,548,293.00ユーロの現金および587,994.96ユーロの差額の支払いから構成される。2016年の配当の残額である1,099,796,581.42ユーロは2017年6月30日に支払われ、うち1,024,155,172.48ユーロの新株、74,454,959.22ユーロの現金および1,186,449.72ユーロの差額の支払いから構成される。

2017年11月7日、取締役会は、2017年に関する1株当たり0.15ユーロの間配当を配分する決定を行い、2017年5月18日開催の定時株主総会において採択された第4号議案の決議に規定される条件に従って、現金または新株の形（株式による配当オプション）で受け取る選択肢を付与した。

2017事業年度の間配当は、432,632,648.85ユーロであり、2017年12月11日に支払われた。これは、以下で構成される。

- ・ 378,397,963.20ユーロの剰余金および445,953.15ユーロの差額の支払いに加えて、額面価額0.50ユーロでの40,084,530株の発行に続く、20,042,265.00ユーロの増資による株式での支払い
- ・ 33,746,467.50ユーロの現金での支払い

2018年2月15日の取締役会で、取締役会は、2017年は1株当たり0.46ユーロの配当金（特別配当を除く。）を分配することを2018年5月15日開催の株主総会に提案することを決議した。2017年12月11日に支払われた1株当たり0.15ユーロの間配当を考慮すると、当該年度を支払配当の残額は、普通配当から利益を得る株式については1株当たり0.31ユーロであり、特別配当から利益を得る株式については1株当たり0.356ユーロである。

株主には、支払配当の残額について当社の新たな株式による支払いというオプションが提案される。かかるオプションは、2018年5月25日（同日を含む。）から2018年6月11日（同日を含む。）まで、行使することができる。遅くとも2018年6月11日までにかかる支払オプションを行使していない株主に関しては、支払配当の残額の支払いはすべて現金で行われる。フランス政府は、新たな株式による配当を受け取ることを約束した。

増資に係る支払いのために新規発行された普通株式は、その所有者に対して2017年の配当金残高の支払を受け取る権利のみを付与する。

配当は、株主総会の承認に従い、2018年6月19日に支払われ、配当落期日は2018年5月25日である。

## （2） 配分方針および増加配当金

取締役会によって作成される配当方針は、当グループの投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われる一切の要素を考慮する。

2011年5月24日開催の株主総会にて行われた定款の修正により、前年に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。株式を株主名簿上少なくとも2年間保有していた株主は、増額配当を受け取る資格を有する。かかる10%の配当の増加の権利を付与される株式数は、株式資本の0.5%を超えてはならない。

2014年11月21日の株主総会において定款が修正され、現在の定款は、株主総会が配当、中間配当、剰余金もしくは配分される報奨金または金融資産を含む当社の資産の分配を通じた資本の減額の支払いを決定できるものと規定している。

## （3） 時効

配当は、その支払日から5年以内に請求が行われなければ失効し、フランス政府に支払われる。



### 3【株価の推移】

#### (1)【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】

EDFの株式は、2005年11月21日よりユーロネクスト・パリ市場に上場されている。

(単位：ユーロ(円))

| 回 次  | 2013年             | 2014年              | 2015年             | 2016年              | 2017年              |
|------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| 決算年月 | 12月31日            | 12月31日             | 12月31日            | 12月31日             | 12月31日             |
| 最 高  | 27.40<br>(3,472円) | 29.73<br>(3,768円)  | 24.7<br>(3,130円)  | 12.820<br>(1,625円) | 12.345<br>(1,564円) |
| 最 低  | 13.66<br>(1,731円) | 21.555<br>(2,732円) | 12.60<br>(1,597円) | 9.190<br>(1,165円)  | 7.400<br>(938円)    |

#### (2)【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】 (出典：Bloomberg)

以下の表は、2017年7月から2017年12月の当社の株価の推移を記載している。

(単位：ユーロ(円))

| 月 別 | 2017年7月           | 2017年8月           | 2017年9月            | 2017年10月           | 2017年11月           | 2017年12月           |
|-----|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 最 高 | 9.549<br>(1,210円) | 9.408<br>(1,192円) | 10.855<br>(1,376円) | 11.540<br>(1,462円) | 12.345<br>(1,564円) | 11.300<br>(1,432円) |
| 最 低 | 8.572<br>(1,086円) | 8.594<br>(1,089円) | 8.944<br>(1,133円)  | 10.180<br>(1,290円) | 10.040<br>(1,272円) | 10.400<br>(1,318円) |

## 4【役員の状況】

(2018年6月29日現在)

| 男性役員の数 | 女性役員の数 | 役員に占める女性の割合 |
|--------|--------|-------------|
| 11     | 7      | 38.88%      |

## (1) 取締役会の構成員および機能

## ① 取締役会の構成員

国有企業におけるガバナンスおよび取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号に基づきEDFは、現在、株主総会で任命された取締役、同政令第6条に基づきフランス政府の推薦により選任された取締役（適用ある場合）、同政令第4条に従い経済担当大臣により公務員から選ばれたフランス政府の代表1名および1983年7月26日付法律の規定に基づき従業員により選任された取締役の3分の1の、計3名から18名の構成員からなる取締役会により運営されている（2014年8月20日付政令第7条第I項において言及されている従業員の代表は、その選任および地位に関して、1983年7月26日付法律に従う企業の従業員の代表に対して適用される同法第II章の第II項および第III項に規定されているものと同様の規定に従う。）。

取締役会は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、特に多様性（男女構成比、国籍、国際的な経験および専門知識）ならびに独立取締役の割合の観点から、取締役会の構成員および取締役会が創生する委員会の構成員における望ましいバランスを定期的に検討する。

2018年3月15日現在、取締役会は、以下の18名の取締役で構成されている。

- ・株主総会により任命された取締役11名（フランス政府により推薦された5名を含む。）
- ・従業員により選任された取締役6名
- ・フランス政府の代表1名

当社の政府委員（2014年8月20日付政令第15条）、フランス政府の経済・財政総合統制部長（1955年5月26日付命令第55-733号第8条に従い、フランス政府によるEDFの経済・財政統制を行う。フランス政府は広範な監督手続を行うことができる。）および中央企業委員会委員長は、取締役会議に出席するが議決権を有さない。しかしながら、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号に基づく、フランス・エネルギー法第L.311-5-7号に従い、当社の政府委員は投資判断の通知を受け、かかる投資判断の実施が当社により策定された戦略的計画の目的または複数年にわたるエネルギー計画の目的に適合しない場合は、かかる投資判断に反対することができる。

2017年1月1日から2018年3月15日現在までに、取締役会の構成員について以下の変更がなされた。

| 氏名                | 取締役                          | 任期の開始日または終了日                        | 退任した取締役    |
|-------------------|------------------------------|-------------------------------------|------------|
| クリスチャン・マセ氏        | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 | 2017年8月1日に辞任                        | 該当なし       |
| モーリス・グルドー・モンターニュ氏 | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 | 2017年9月20日の取締役会により任命 <sup>(1)</sup> | クリスチャン・マセ氏 |
| マキシム・ヴィロタ氏        | CGT組合の推薦を受けて従業員により選任された取締役   | 2017年11月6日に任期満了                     | 該当なし       |
| クリストフ・キュビリエ氏      | CGT組合の推薦を受けて従業員により選任された取締役   | 2017年11月7日に任期開始 <sup>(2)</sup>      | マキシム・ヴィロタ氏 |

(1) フランス商法第L.225-24条および2014年8月20日付政令第2014-948号第13条に基づき、当社取締役会は、クリスチャン・マセ氏の任期満了日（すなわち、2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会の終了時）までモーリス・グルドー・モンターニュ氏を暫定的な後任取締役に任命することを決定した。かかる任命は、2018年5月15日に開催された株主総会において承認された。

(2) 公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号第16条の規定により、リストにおいて最後に選任された候補者の直下に位置する候補者は、かかるリスト内の選任された代表者が原因の如何を問わず、空席になる可能性のある場合、その代表者の後任として指名される。

## 取締役会における男女比率の均衡

フランス商法第L.225-18-1条および2014年8月20日付政令に従い、EDFは、上場会社および国有企業として、取締役会および監査役会における男女比率の均衡に関する規則に服し、当社は取締役会において、男女比率がそれぞれ40%未満となつてはならない。

2018年3月15日現在、EDFの取締役会の構成員のうち、従業員により選任された2名を含む7名の取締役が女性である。すなわち、女性の比率は、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約に従ってこの比率を算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）、取締役の41.7%である。

## 取締役にに関する情報

（表に別段の記載がない限り）本書提出日現在の取締役のリスト、個人情報および任期に関する情報は以下のとおりである。

## 株主総会により任命された取締役

| ジャン・ベルナル・レヴィ（63歳）                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |
|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-----|
| 当社における役職<br>2014年11月27日より会長<br>兼最高経営責任者 <sup>(1)</sup> | 国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）を1973年に卒業後、Telecom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TélécomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に本社において業務執行管理者および人事部予算の管理を任され、その後人事部長アシスタントとなる。1986年に郵政・電気通信大臣のジェラル・ロンゲ氏の事務所の技術顧問に任命される。1988年から1993年の間、同氏は、現在Matra Marconi SpaceとなっているMatra Espaceの通信衛星業務を担当した。1993年から1994年には産業・郵政・電気通信・貿易大臣であったジェラル・ロンゲ氏の事務所の運営を行った。1995年にMatra Communicationの会長兼最高経営責任者に任命された。1998年に最高経営責任者としてOddo & Cieに入社し、後に経営パートナーとなった。2002年夏に同氏は、Vivendiに入社し、2005年4月まで最高経営責任者を務め、2005年4月から2012年6月までは業務執行委員会委員長を務めた。2012年12月から2014年11月まで同氏は、Thalesの防衛・航空宇宙グループの会長兼最高経営責任者に就任した。2014年11月23日よりEDFの取締役に就任しているジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日より当社の会長兼最高経営責任者に就任している。 |      |     |
| 取締役に任命された日<br>2014年11月23日                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |
| 任期満了日<br>2018年12月31日に終了する<br>事業年度の財務書類を承認する株主総会        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |
| その他の役職<br>戦略委員会委員長                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |
| 保有株式数<br>0                                             | 2017年における職務および役職<br>当社における役職<br>・EDF会長兼最高経営責任者                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |      |     |
| 国籍<br>フランス                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |
| 職務／役職                                                  | 所属                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 国    |     |
| 会長兼最高経営責任者                                             | EDF                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | フランス | C   |
| 取締役会会長                                                 | Edison                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | イタリア | G/C |
| 取締役                                                    | EDF Energy Holdings                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 英国   | G   |
| 取締役会会長                                                 | EDF Foundation                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | フランス | G   |
| 取締役                                                    | Dalkia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | フランス | G   |
| 取締役                                                    | EDF Énergies Nouvelles                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | フランス | G   |
| 監査役会会長                                                 | Framatome                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | フランス | G   |
| 取締役                                                    | Société Générale                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | フランス | C   |
| EDF代表                                                  | フランスの原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | フランス |     |
| フランス電力を代表する委員長兼理事                                      | フランス・エネルギー委員会                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | フランス |     |
| 理事                                                     | 世界電力首脳有志の会議                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | カナダ  |     |
| G：EDFグループ会社／C：上場会社                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |     |

過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職

フランス国内

- ・Thales会長兼最高経営責任者
- ・Institut Mines-Télécom (旧Institut Télécom) 取締役会会長
- ・JBL Consulting & Investments会長
- ・Viroxis監査役会会長
- ・GIFAS (フランス航空宇宙工業会) 副会長
- ・DCNS取締役
- ・パスツール研究所理事
- ・Vinci取締役

フランス国外

- ・Eurelectric取締役会副会長
- ・EDF Energy取締役会会長

- (1) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日より暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。

オリヴィエ・アペール (68歳)

**当社における役職** 国立理工科大学 (École Polytechnique) を卒業。鉱業技師会 (Corps des Mines) のエンジニア。リヨンの鉱山局に入局。産業省および首相官邸で幅広い職務に就いた後、同氏は、1984年から1986年まで産業大臣の事務所の部長代理に任命された。1987年に同氏は、Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT)の戦略担当部長になった。1989年に産業省の炭化水素部門の部長に任命され、また、1994年にはIFPの経営幹部に加わり、研究開発の責任者を務めた。1998年、同氏は、IFPを支配株主とした技術持株会社であるIsisの最高経営責任者に任命された。1999年、同氏は、国際エネルギー機関(IEA)の長期協働およびエネルギー方針の分析を担当する部長となった。2003年から2015年まで、同氏はIFP (2010年7月にIFP Énergies Nouvelles (IFPEN) へと改称) の会長兼最高経営責任者を務めた。同氏は2010年から2017年までフランス・エネルギー委員会の委員長を務めた。同氏は、2015年3月からフランス国立技術アカデミーの総代表である。また同氏は、2010年からフランス・エネルギー委員会の委員長および2016年12月からFrance Brevetsの会長を務めている。オリヴィエ・アペール氏は2013年6月からEDFの取締役役に就任している。

**フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役**

**取締役会に任命された日**  
2013年6月17日

**直近で再任された日**  
2014年11月23日

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

**その他の役職**  
原子力監視委員会および戦略委員会の委員

2017年における職務および役職  
**社外における主要な役職**  
・フランス国立技術アカデミー総代表

**保有株式数**  
0

| 職務／役職  | 所属             | 国    |
|--------|----------------|------|
| 総代表    | フランス国立技術アカデミー  | フランス |
| 取締役会会長 | France Brevets | フランス |

**国籍**  
フランス

G : EDFグループ会社 / C : 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職  
**フランス国内**  
・フランス・エネルギー委員会委員長  
・IFP Énergies Nouvelles会長兼最高経営責任者  
・CGG取締役  
・パリ地球物理学研究所 (Institut de Physique de Globe de Paris) 理事  
・Storengy取締役  
・Technip取締役

フィリップ・クルゼ（61歳）

当社における役職 株主総会により任命された取締役

パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）を卒業。フランス国務院の元カウンセル（*Maître des Requêtes*）である同氏は、1986年にSaint-Gobainに入社し、自らのキャリアの大半をそこで過ごした。同氏は、経営企画長、Papeteries de Condatの最高経営責任者、スペインおよびポルトガルにおけるジェネラル・マネージャーならびに工業セラミック部門の部長を歴任した。2000年から2004年までは、財務・購買・情報システム担当副社長を務めた。同氏は、エネルギー市場のスチールパイプ分野における世界的なリーダーであるVallourecに入社する前は、建築向け販売事業担当グループ副社長に任命されていた。2008年4月にVallourecの監査役会に任命された同氏は、2009年4月に当グループの業務執行委員会委員長に就任し、2016年に任期が更新された。同氏はまた、Institut de l'Entrepriseの副会長および市立劇場（*Théâtre de la Ville*）（パリ）の理事も務めている。同氏は、2009年11月よりEDFの取締役役に就任している。

取締役会に任命された日  
2009年11月23日

直近で再任された日  
2014年11月23日

任期満了日  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

その他の役職  
原子力監視委員会委員長  
および監査委員会の委員

2017年における職務および役職  
社外における主要な役職  
・Vallourec業務執行委員会委員長

保有株式数  
294株

国籍  
フランス

| 職務／役職      | 所属                                     | 国    |   |
|------------|----------------------------------------|------|---|
| 業務執行委員会委員長 | Vallourec                              | フランス | C |
| 会長兼取締役     | Vallourec Tubes                        | フランス |   |
| 会長         | Vallourec Tubes France                 | フランス |   |
| 会長         | Vallourec Oil & Gas France             | フランス |   |
| 取締役        | Vallourec Services                     | フランス |   |
| 監査役会会長     | Vallourec Deutschland                  | ドイツ  |   |
| 取締役        | Vallourec Soluções Tubulares do Brasil | ブラジル |   |
| 理事         | 市立劇場（ <i>Théâtre de la Ville</i> ）（パリ） | フランス |   |
| 副会長        | <i>Institut de l'Entreprise</i>        | フランス |   |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Vallourec Tubos do Brasil取締役
- ・オペラ・コミック国立劇場（*Théâtre National de l'Opéra-Comique*）理事

## モーリス・グルドー・モンターニュ（63歳）

**当社における役職** モーリス・グルドー・モンターニュ氏は、パリの政治学院（*Institut d'études politiques de Paris*）および国立東洋言語文化研究所（INALCO）を卒業し、法学修士号を有しており、ドイツで2年間の一般教養教育（DEUG）課程を終了している。同氏は、1978年にフランス外務省に入省した。同氏は、インドおよびドイツにおいて様々な外交官の職に従事し、また、フランス外務省本部の外務省副報道官およびアラン・ジュペ外務大臣の副官房長を務めた。その後、同氏はジュペ首相の首相府官房長を務めた。1998年には駐日フランス大使に任命され、また2008年にはフランスのジャック・シラク大統領の外交顧問に就任し、G8のフランスのシェルパを担当した。フランス大統領の個人的な代理を務める者として、同氏は2002年から2007年までフランスとインド、フランスと中国の間の戦略対話を担った。その後同氏は、2007年12月に駐英フランス大使、2011年2月に駐独フランス大使、2014年8月に駐中フランス大使に任命された。2017年6月22日、国务院は、2017年8月1日からモーリス・グルドー・モンターニュ氏を欧州・外務省の事務局長に任命した。

**取締役会に任命された日**  
2017年9月20日<sup>(1)</sup>

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

**その他の役職**  
戦略委員会の委員

**保有株式数**  
0

**国籍**  
フランス

2017年における職務および役職  
社外における主要な役職  
・ 欧州・外務省事務局長

| 職務／役職     | 所属                                                                                   | 国    |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 取締役<br>長官 | Orano                                                                                | フランス |
|           | フランス国家身分証明書保管<br>庁（ <i>Agence Nationale des<br/>Titres Sécurisés</i> ）               | フランス |
| 長官        | 原子力庁                                                                                 | フランス |
| 委員長       | 美術品登録証明委員会<br>（ <i>Commission de Récolement<br/>des Dépôts d'OEuvres<br/>d'Art</i> ） | フランス |
| 理事        | 国立行政学院（ <i>École<br/>Nationale<br/>d'Administration</i> ）（ENA）                       | フランス |
| 取締役       | France Médias Monde                                                                  | フランス |
| 理事        | Renault財団                                                                            | フランス |
| 理事        | アンスティチュ・フランセ<br>（ <i>Institut Français</i> ）                                         | フランス |
| 局長        | フランス難民・無国籍者保護<br>局                                                                   | フランス |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職  
フランス国内  
該当なし

(1) グルドー・モンターニュ氏の任命は、2018年5月15日に開催された株主総会において承認された。

ブルーノ・ラフォン（61歳）

**当社における役職**  
株主総会により任命された取締役

**取締役に任命された日**  
2008年5月20日

**直近で再任された日**  
2014年11月23日

**任期满了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

HEC経営大学院(*École des Hautes Études Commerciales*) (HEC) および国立行政学院(*École Nationale d'Administration*) (ENA) を卒業。1983年にLafargeグループに入社。同氏は、フランス国内外において複数の財務職および経営職を務めた後、1994年末にはグループ財務担当副社長に就任し、1995年初めには執行委員会に加わり、その後の1998年末にはプラスター事業の責任者に任命された。同氏は2003年にグループ最高経営責任者補佐、2005年に取締役、2006年1月に最高経営責任者に就任した。同氏は、2007年5月から2015年7月まではLafargeの最高経営責任者を、2015年からはLafargeの名誉会長を、また2015年7月から2017年5月まではLafargeHolcimの取締役会の共同会長を務めた。同氏は、2011年よりArcelorMittalの取締役および2017年から社外取締役代表を務めている。同氏は2013年11月から持続可能な開発のための世界経済人会議(WBCSD)の執行役員であり、2014年2月から2018年1月まではMEDEF(フランス企業運動)の持続可能開発部門の責任者であった。同氏は、2008年5月よりEDFの取締役に就任している。

**その他の役職**  
任命報酬委員会委員長

2017年における職務および役職  
社外における主要な役職  
・ArcelorMittalの取締役および社外取締役代表

| 保有株式数      | 職務／役職         | 所属                        | 国       |
|------------|---------------|---------------------------|---------|
| 238株       | 取締役および社外取締役代表 | ArcelorMittal             | ルクセンブルグ |
| 国籍<br>フランス | 執行役員          | 持続可能な開発のための世界経済人会議(WBCSD) | スイス     |

G: EDFグループ会社/C: 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

**フランス国内**

- ・Lafarge会長兼最高経営責任者
- ・Lafarge Ciments会長および取締役
- ・MEDEF(フランス企業運動) 持続可能開発部門責任者
- ・フランス民間企業協会(*Association Française des Entreprises Privées*) (AFEP) 理事

**フランス国外**

- ・LafargeHolcim(スイス) 共同会長
- ・Lafarge Cement Shui On(中国) 取締役



## ブルーノ・レシュヴァン（66歳）

**当社における役職** パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques*）の修士課程の学位を取得している。同氏はEDFでキャリアを開始し、その後様々な組合で任務に就いている。1983年から1988年までCFDT Gaz-Électricité組合の連盟書記を務め、その後1988年に書記長に就任した。また、1988年から1997年までCFDT労働組合連盟の国家委員会の委員を務め、その後1997年から1999年までChimie-Énergie組合の書記を務めた。これと同時に、同氏は1992年から1999年までHaut Conseil du Secteur Public（公共部門に係る高等評議会）の委員を務めた。また、2000年に2年間の任期でフランスのエネルギー規制委員会の委員に任命され、同氏の任期は6年間延長された。2008年3月から2013年3月までフランス国内エネルギー・オンブズマンの総代表を務め、同氏は同時にフランスのエネルギー規制委員会委員長の特別顧問も務めた。同氏は、2013年2月にフランス環境エネルギー管理庁（ADEME）の理事に任命され、2013年3月から2018年3月までは会長を務めた。ブルーノ・レシュヴァン氏は、途上国にエネルギーおよび水を提供するために活動する団体である*Électricien sans Frontières*（国境なき電気技師）の副理事および創設メンバーであり、2016年6月より国立エネルギー貧困観測所（*Observatoire national de la précarité énergétique*）の会長に就任している。同氏は、2013年5月よりEDFの取締役役に就任している。

**取締役役に任命された日**  
2013年5月6日

**直近で再任された日**  
2014年11月23日

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

**その他の役職**

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会<sup>(1)</sup>の委員

## 2017年における職務および役職

## 社外における主要な役職

・国境なき電気技士（*Électriciens Sans Frontières*）副理事

**保有株式数**  
0

**国籍**  
フランス

| 職務／役職        | 所属                                                                           | 国    |
|--------------|------------------------------------------------------------------------------|------|
| 副理事          | 国境なき電気技士<br>( <i>Électriciens Sans Frontières</i> )                          | フランス |
| 会長           | 国立エネルギー貧困観測所<br>( <i>Observatoire national de la précarité énergétique</i> ) | フランス |
| ADEMEを代表する理事 | フランス・エネルギー委員会                                                                | フランス |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

## 過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

## フランス国内

- ・フランス環境エネルギー管理庁（ADEME）会長
- ・フランス国内エネルギー・オンブズマンの総代表
- ・CRE（フランスのエネルギー規制委員会）委員長の特別顧問

(1) ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、2018年1月24日まで倫理委員会であった（「第5 5（1）③（iv）ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会」を参照。）。

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（56歳）

**当社における役職** 同氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）を卒業。1987年、同氏は財務監察院に入り、監査人および顧問を務めた。1991年、同氏は管理統制の実施のために、国税総局のジャン・レミエール氏によってスカウトされた。1995年、同氏は、税法部門の統合作業を担当し、その後、税務およびマクロ経済研究の技術顧問として首相アラン・ジュペ氏の事務所に入所し、1995年から1997年まで同事務所の税務および中小企業の技術顧問を務めた。同氏は、サービスの質（事前に記入された納税申告書、遠隔手続および証明）の改善に努め、国税総局での職務を継続した。同氏は、2004年、経済・財務省の税法に関する責任者に任命され、この職務を利用し、2004年から2012年まで、税改革を推し進めた。それと同時に、同氏は2006年に社会福祉の資金調達改革を行う団体の共同議長を務め、ミシェル・ロカール氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から財務監察院長を務めており、現在は経済財務省および行動・公会計省に所属している。同氏は、2015年よりフランス国立美術館連合（*La Réunion des Musées Nationaux*）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（*Grand Palais des Champs-Élysées*）の公的機関の理事を務めている。同氏は、2012年5月よりEDFの取締役役に就任している。

**フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役**

**取締役会に任命された日**  
2012年5月7日

**直近で再任された日**  
2014年11月23日

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

**その他の役職**  
監査委員会委員長および原子力監視委員会の委員

**保有株式数**  
0

2017年における職務および役職  
**社外における主要な役職**  
・経済財務省および行動・公会計省の財務監察院長

**国籍**  
フランス

| 職務／役職 | 所属                                                                                                                   | 国    |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 理事    | フランス国立美術館連合（ <i>La Réunion des Musées Nationaux</i> ）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（ <i>Grand Palais des Champs-Élysées</i> ）の公的機関 | フランス |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職  
フランス国内  
・フランス政治学会（*Fondation nationale des Sciences Politiques*）理事

コレット・ルウィネ（72歳）

**当社における役職** 高等師範学校（*École Normale Supérieure*）を卒業、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得し、1979年にフランス電力に入社。1989年に開発および商業戦略部門を立ち上げ、EDFにおいて執行役員に任命された初の女性となった。1992年から1998年まで、同氏は、AREVA-Oranoの子会社であるSGNにおいて会長兼最高経営責任者を務めた。1998年にCapgeminiにおいてグローバル・エネルギーおよび公益事業部門を設立しその後2012年6月までその管理に携わった。2012年7月よりCowinのマネージャーとして、エネルギー分野のコンサルタントとしての職務を果たしている。2010年から2015年までTDF（SAS）の非常勤会長であった同氏は、2002年よりフランス国立技術アカデミーの会員および2014年2月よりフランスの首相直属の戦略的調査委員会の委員も務めている。同氏はBouyguesグループ、ならびにGetlink、Nexans、IngenicoおよびCGGの取締役でもある。同氏は、2014年4月よりEDFの取締役に就任している。

**取締役に任命された日**  
2014年4月11日

**直近で再任された日**  
2014年11月23日

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

2017年における職務および役職  
**社外における主要な役職**  
・専務取締役

**その他の役職**

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会委員長ならびに監査委員会および任命報酬委員会の委員

| 職務／役職 | 所属                      | 国    |   |
|-------|-------------------------|------|---|
| 取締役   | Bouygues                | フランス | C |
| 取締役   | Nexans                  | フランス | C |
| 取締役   | Getlink（旧Eurotunnel）    | フランス | C |
| 取締役   | Ingenico <sup>(2)</sup> | フランス | C |
| 取締役   | CGG <sup>(3)</sup>      | フランス | C |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

**国籍**

フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

**フランス国内**

- ・TDF取締役会会長
- ・Lafarge取締役

**フランス国外**

- ・Crompton Greaves（インド）取締役
- ・TGS Nopec（ノルウェー）取締役

- (1) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。  
(2) 任期は、2017事業年度の決算を承認した2018年の株主総会にて終了した。  
(3) ルウィネ氏は、2018年3月8日にCGGの取締役会により取締役に選任された。

ローランス・パリゾ（58歳）

**当社における役職** ナンシー第2大学（*Université Nancy II*）において公法の修士学位を取得し、政治学院（*Institut d'Études Politiques*）（IEP）を卒業し、IEPにおいて政治学の修士学位を取得。同氏はCEVIPOF（フランス政治研究センター）会長のアラン・ランスロット氏と1983年にキャリアを開始した。1985年にはルイ・ハリス統計調査研究所の統計調査マネージャーに就任し、1986年に同研究所の最高経営責任者に選任された。1990年には統計・市場調査の研究所であるIFOPに入所し、その会長兼最高経営責任者に任命され、その後2006年から2016年にはその業務執行委員会副委員長に就任した。同氏は2005年から2013年まで、MEDEFの会長を務めた。同氏は現在、コンサルティング会社であるGradivaの最高開発責任者に就いている。同氏はBNP Paribas、Fives、FoxintelligenceおよびFNSPの取締役を務め、Fondapolの科学評議会会長も兼任している。同氏は、2014年11月よりEDFの取締役に就任している。

**株主総会により任命された取締役**

**取締役に任命された日**  
2014年11月23日

**任期満了日**  
2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

**その他の役職**  
監査委員会および戦略委員会の委員

2017年における職務および役職  
**社外における主要な役職**  
・ Gradiva最高開発責任者

| 保有株式数             | 職務／役職   | 所属                                                                           | 国      |
|-------------------|---------|------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 137株              | 取締役     | BNP Paribas                                                                  | フランス C |
|                   | 取締役     | Fives                                                                        | フランス   |
|                   | 取締役     | Foxintelligence                                                              | フランス   |
| <b>国籍</b><br>フランス | 科学評議会会長 | Fondapol                                                                     | フランス   |
|                   | 理事      | フランス政治学会<br>( <i>Fondation Nationale des Sciences Politiques</i> )<br>(FNSP) | フランス   |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職  
**フランス国内**  
・ Gradivaマネージャー  
・ IFOPグループ業務執行委員会副委員長  
・ Coface取締役  
・ Fives監査役  
・ Michelin監査役

| クレール・プディニ（52歳）                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |   |       |    |   |      |  |  |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|-------|----|---|------|--|--|
| 当社における役職<br>株主総会により任命された取締役                 | HEC経営大学院（ <i>École des Hautes Études Commerciales</i> ）を卒業し、パリ高等商業学校（ <i>École Supérieure de Commerce de Paris</i> ）よりメディア・マネジメントの修士号を取得した。1988年に同氏は、経理・財務担当としてTotalに入社。1991年にニューヨーク証券取引所におけるTotalの取引の許可を担当し、1992年に投資家向け広報担当部長、1994年にメディア向け広報担当部長および1999年に新情報技術担当部長に就任した。1998年に同氏は、財務情報・株主向け広報担当部長としてAlcatelに入社した。これに続き、2001年に投資家向け広報・広報担当部長、2004年に最高財務責任者代理、2006年に人事部・企業広報担当上級部長および執行委員会委員、2007年に人事部・企業広報・不動産担当上級部長ならびに2009年にAlcatel-Lucentの人事部・改革担当執行部長に就任した。2010年6月からクレール・プディニ氏は、Saint-Gobainグループにおける人事部担当上級部長を務めている。同氏は2010年から2016年までArkemaの取締役を務め、2016年5月よりEDFの取締役に就任している。 |   |       |    |   |      |  |  |
| 取締役に任命された日<br>2016年5月12日                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |   |       |    |   |      |  |  |
| 任期満了日<br>2019年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |   |       |    |   |      |  |  |
| その他の役職<br>ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の委員            | 2017年における職務および役職<br>社外における主要な役職<br>・ Saint-Gobainグループ人事部担当上級部長、Saint-Gobain執行委員会委員                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |   |       |    |   |      |  |  |
| 保有株式数<br>0                                  | <table> <tr> <th>職務／役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr> <tr> <td colspan="3">該当なし</td></tr> </table>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |   | 職務／役職 | 所属 | 国 | 該当なし |  |  |
| 職務／役職                                       | 所属                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 国 |       |    |   |      |  |  |
| 該当なし                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |   |       |    |   |      |  |  |
| 国籍<br>フランス                                  | G：EDFグループ会社／C：上場会社                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |   |       |    |   |      |  |  |
|                                             | 過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職<br>フランス国内<br>・ Arkema取締役                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |   |       |    |   |      |  |  |



フランス政府を代表する取締役

| マルタン・ヴィアル（64歳）                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 当社における役職<br>フランス政府を代表する<br>取締役 | 国立経済商科大学院（ <i>École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales</i> ）（ESSEC）および国立郵政通信学院（ <i>École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications</i> ）を卒業。同氏は、郵政総局財務部の郵政サービス・通信担当長官としてキャリアを開始した。1986年に同氏は、経済・財務省財政部に入省した。1988年から1993年まで、同氏は技術顧問、副長官ならびに郵政サービス・通信・宇宙担当大臣、機器・住居・輸送・宇宙担当大臣および郵政サービス・通信担当大臣の事務所の長官を歴任した。1993年に同氏は、航空会社であり、Air France、La PosteおよびTATの共同子会社であるAéropostaleの会長兼最高経営責任者に任命され、フランス航空輸送組合（ <i>Chambre Syndicale du Transport Aérien</i> ）およびフランス全国民間航空組合（ <i>Federation Nationale de l'Aviation Marchande</i> ）の会長に任命された。1997年末に同氏は、La Posteグループの最高経営責任者に就任した。2000年9月に同氏は、La Posteグループの会長に任命され、それと同時にCaisse Nationale de Prevoyance（CNP）の副会長に就任した。マルタン・ヴィアル氏は、2002年9月にフランス会計検査院に主席顧問として入った。2003年から2014年に同氏は、アシスタンス市場において世界的なリーダーであるEurop Assistanceグループの最高経営責任者兼取締役を務め、またEurop Assistance Holdingの取締役兼最高経営責任者を務めた。また同氏は、当該グループ会社の複数の取締役会の議長を務めている。2015年1月に同氏は、高齢者に対する援助を提供するPremium Careという会社を設立した。2015年8月からフランス政府保有株式委員を務めるマルタン・ヴィアル氏は、RenaultおよびBpifranceの取締役も務めている。同氏は、2015年9月よりEDFの取締役に就任している。 |
| 取締役に任命された日<br>2015年9月9日        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 任期満了日<br>2018年11月20日           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| その他の役職<br>任命報酬委員会および戦略委員会の委員   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 保有株式数<br>0                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 国籍<br>フランス                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

2017年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・フランス政府保有株式委員

| 職務／役職 | 所属        | 国      |
|-------|-----------|--------|
| 取締役   | Renault   | フランス C |
| 取締役   | Bpifrance | フランス   |

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Europ Assistance Holding最高経営責任者兼取締役
- ・International Health Solutions会長
- ・Sicav Libertés et Solidarités会長
- ・Hormair Vacances取締役
- ・Business Solutions Capital取締役
- ・Thales取締役

フランス国外

- ・Club Santé Afrique（米国）会長
- ・ブラジル、ベルギー、フランス、英国および米国のEurop Assistance会長
- ・南アフリカ、ドイツ、中国、スペイン、イタリアおよびポルトガルのEurop Assistance取締役

従業員により選任された取締役

クリスティーヌ・シャボティ（46歳）

|                |                                                                                                        |  |  |
|----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
| 当社における役職       | 法学の学位を取得。同氏は法律業界で経験を積み、2000年に主要口座課の商務官としてEDFの取引部門に入社した。現在は主要口座部門の主要口座売上サポート課に勤務。                       |  |  |
| 従業員により選任された取締役 | 2008年12月からは、労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homm</i> ）を務めている。シャボティ氏は、CGT組合の推薦を受けて2009年11月よりEDFの取締役に就任している。 |  |  |
| 取締役に任命された日     | 2009年11月23日                                                                                            |  |  |
| 直近で再任された日      | 2014年11月23日                                                                                            |  |  |
| 任期満了日          | 2019年11月22日                                                                                            |  |  |
| その他の役職         | ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会の委員                                                                      |  |  |
| 保有株式数          | 0                                                                                                      |  |  |
| 国籍             | フランス                                                                                                   |  |  |

|                                         |                                        |      |  |
|-----------------------------------------|----------------------------------------|------|--|
| 2017年における職務および役職                        |                                        |      |  |
| 当社における主要な役職                             |                                        |      |  |
| ・ EDF取引部門主要口座課商務官                       |                                        |      |  |
| 職務／役職                                   | 所属                                     | 国    |  |
| 労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homme</i> ） | 労働裁判所（ <i>Conseil de Prud'hommes</i> ） | フランス |  |
| G：EDFグループ会社／C：上場会社                      |                                        |      |  |
| 過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職                   |                                        |      |  |
| 該当なし                                    |                                        |      |  |



ジャッキー・ショラン (58歳)

**当社における役職** パリ政治学院 (*Institut d'Études Politiques*) (IEP)を卒業し、法学部の博士号を取得したジャッキー・ショラン氏は、1983年に設備部門事務所において法律専門家としてEDFでのキャリアを開始した。現在同氏は、EDFの原子力発電・火力発電部門の人事部マネージャー代表である。同氏は、2014年から2016年まで生態学的移行国家諮問委員会の委員を務め、また2012年からフランス高等エネルギー理事会の理事に就任している。

**従業員により選任された取締役** Force Ouvrière (FO) 労働組合の推薦を受けて、ショラン氏は2004年9月から2009年11月までEDFの取締役を務めた。同氏は2014年11月より再度EDFの取締役に就任している。

**取締役会へ任命された日** 2014年11月23日<sup>(1)</sup>

**任期満了日**

2019年11月22日

2017年における職務および役職

**当社における主要な役職**

・ EDF原子力発電・火力発電部門人事部マネージャー代表

**その他の役職**

監査委員会、戦略委員会  
ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の委員

| 職務／役職 | 所属             | 国    |
|-------|----------------|------|
| 理事    | フランス高等エネルギー理事会 | フランス |

G : EDFグループ会社 / C : 上場会社

**保有株式数**

269株<sup>(2)</sup>

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

**フランス国内**

- ・ 生態学的移行国家諮問委員会委員
- ・ 経済・社会・環境評議会委員
- ・ フランス首相直属の組合連合調査機関であるIRES（フランス経済・社会研究所）理事会のForce Ouvrière労働組合代表
- ・ FO Énergies & Mines労働組合連盟書記（技能開発センター担当）

**国籍**

フランス

(1) ジャッキー・ショラン氏は以前、2004年9月から2009年11月までEDF (EPIC、その後SA) の取締役にあった。

(2) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

---

クリストフ・キュビリエ（54歳）

---

**当社における役職** クリストフ・キュビリエ氏は、1988年1月にLyonnaise des eauxに入社し、「IT中央研究  
従業員により選任された所」、「汚水」および「飲料水」部門において複数の職務に就いた。同氏は、1989年10月  
取締役 取締役に  
にパンリーの現場の警備員としてEDFに入社した。同氏は1990年4月にユニット1の産業  
用の稼働開始に携わり、その後1992年に稼働開始したユニット2の稼働作業に携わった。  
**取締役会へ任命された日** 同氏は1994年から1998年までPOT（労働者向け技術向上）研修を経て、現場責任者として  
2017年11月7日 フラマンビルにおけるユニットの操業停止部門に配属された。2003年、同氏はフラマンビ  
ルの安全管理品質部門に入り、安全技師として研修を始めた。2004年に資格を取得し、か  
かる職務を約2年間務めた。同氏は2005年にFédération CGT Mines Énergie労働組合への  
50%の出向を選択し、その後100%になり、共同生産委員会（CMP）、秘書として務めた企  
業委員会、第2人事委員会（CSP）および職場安全衛生委員会（CHSCT）等のEDFの雇用に  
おける意見交換に関する複数の機関に所属している。同氏は2009年9月から2017年9月ま  
でフラマンビルにおける労働組合の代表者であった。同氏はCGTの推薦に基づき2017年11  
月7日よりEDFの取締役役に就任している。

**保有株式数**

24株

---

2017年における職務および役職**当社における主要な役職**

・Fédération CGT Mines Énergie労働組合経営幹部のメンバー

**国籍**

フランス

---

| 職務／役職 | 所属 | 国 |
|-------|----|---|
|-------|----|---|

該当なし

---

*G：EDFグループ会社／C：上場会社*

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

該当なし

|                                                |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| マリー・エレヌ・メイリン（57歳）                              |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 当社における役職                                       | 同氏は、コミュニケーション（パリ第5大学（ <i>Université Paris V</i> ））の学位を取得。                                                                                                                                                                                                     |                          |
| 従業員により選任された取締役                                 | 同氏は、1982年にEDFに入社し、情報通信に関する様々な職務を歴任した。同氏は、その後、電力市場の開放および再生可能エネルギーの支援に関する事業に重点的に取り組んだ。2008年から2011年の間、同氏はEDF中央企業委員会の役員を務めた。同氏は現在、EDFのイノベーション・戦略・計画部門の上級エンジニアである。2012年11月、同氏はパリ政治学院およびフランス取締役学院（IEP）が共同で発行する取締役証明書を取得した。同氏は、CFDT組合の推薦を受けて2011年9月よりEDFの取締役に就任している。 |                          |
| 取締役に任命された日                                     |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 2011年9月1日                                      |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 直近で再任された日                                      |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 2014年11月23日                                    |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 任期満了日                                          | 2017年における職務および役職                                                                                                                                                                                                                                              |                          |
| 2019年11月22日                                    | 当社における主要な役職                                                                                                                                                                                                                                                   |                          |
| その他の役職                                         | ・EDFイノベーション・戦略・計画部門の上級エンジニア                                                                                                                                                                                                                                   |                          |
| 監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の委員 |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
|                                                | 職務／役職                                                                                                                                                                                                                                                         | 所属 国                     |
|                                                | CFDT組合の電力・ガス産業の従業員代表                                                                                                                                                                                                                                          | フランス高等エネルギー理事会（CSE） フランス |
|                                                | <i>G：EDFグループ会社／C：上場会社</i>                                                                                                                                                                                                                                     |                          |
| 保有株式数                                          |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |
| 28株                                            | 過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職                                                                                                                                                                                                                                         |                          |
| 国籍                                             | 該当なし                                                                                                                                                                                                                                                          |                          |
| フランス                                           |                                                                                                                                                                                                                                                               |                          |

ジャン・ポール・リニャック（55歳）

**当社における役職** トゥールーズの政治学院（*Institut National Polytechnique*）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。同氏は、EDFの研究開発部（ルナルディエールセンター）にて技術研究者を務め、現在は工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調におけるエネルギー効率に取り組む。同氏は、CGT組合の推薦を受けて2007年11月よりEDFの取締役に就任している。

**従業員により選任された取締役**

**取締役に任命された日** 2007年11月1日

**直近で再任された日** 2014年11月23日

**任期満了日** 2019年11月22日

**2017年における職務および役職**

**当社における主要な役職**

- ・EDF研究開発部技術研究者

**その他の役職**

**監査委員会および戦略委員会の委員**

**保有株式数** 0

**国籍** フランス

| 職務／役職                     | 所属 | 国 |
|---------------------------|----|---|
| 該当なし                      |    |   |
| <i>G：EDFグループ会社／C：上場会社</i> |    |   |
| 過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職     |    |   |
| 該当なし                      |    |   |

クリスチャン・タクシル (42歳)

**当社における役職** ESCPヨーロッパ学校およびドゥエー国立高等鉱業学校 (École de Mines) を卒業し、エグゼクティブMBAの学位を取得。EDF Gaz de France Distributionに1997年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFグループの監査部門に入社し、その後2009年6月から2014年9月の間Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任された。CFE-CGC労働組合の推薦を受けて、タクシル氏は、2014年11月23日よりEDFの取締役役に就任している。

**取締役会に任命された日** 2014年11月23日

**任期満了日** 2019年11月22日

**その他の役職**  
監査委員会および戦略委員会の委員

2017年における職務および役職

当社における主要な役職

・人事部代表

**保有株式数**  
1,131株<sup>(1)</sup>

**国籍**  
フランス

| 職務／役職 | 所属                                                                                                             | 国    |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 選任代表  | ヴァル・ドワーズ電気・ガス・通信共同組合 (Syndicat Mixte d'Électricité, de Gaz et des Télécommunications du Val-d'Oise) (SMDEGTV0) | フランス |

G : EDFグループ会社 / C : 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Fédération CFE-CGC Énergies組合書記長
- ・クールディマンシュ市議会議員 (95)

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

## (2) 執行委員会

## ① 執行委員会の構成員

本書提出日現在の執行役員は以下のとおりであった。

| 氏名             | 役職                                                                      |
|----------------|-------------------------------------------------------------------------|
| ジャン・ベルナール・レヴィ  | 会長兼最高経営責任者                                                              |
| マルク・ブナユン       | 当グループ上級執行副社長、ガスおよびイタリア担当、Edisonの最高経営責任者                                 |
| ブルーノ・ベンサソン     | 当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当 <sup>(1)</sup> 、EDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者 |
| クリストフ・カルヴァル    | 当グループ上級執行副社長、人事担当                                                       |
| グザヴィエ・ジール      | 当グループ上級執行副社長、当グループ財務部門担当                                                |
| ヴェロニック・ラクール    | 当グループ上級執行副社長、変革・経営効率担当                                                  |
| アンリ・ラフォンテーヌ    | 当グループ上級執行副社長、顧客・サービス・地域業務担当                                             |
| マリアンヌ・レノー      | 当グループ上級執行副社長、国際部門担当 <sup>(2)</sup>                                      |
| セドリック・レヴァンドフスキ | 当グループ上級執行副社長、イノベーション・戦略・計画担当 <sup>(3)</sup>                             |
| ドミニク・ミニエール     | 当グループ上級執行副社長、原子力発電および火力発電部門担当                                           |
| シモーネ・ロッシ       | 当グループ上級執行副社長、EDF Energyの最高経営責任者 <sup>(4)</sup>                          |
| ピエール・トドロフ      | 当グループ上級執行副社長、当グループ書記長                                                   |
| グザヴィエ・ウルサ      | 当グループ上級執行副社長、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当                                |

- (1) ブルーノ・ベンサソン氏は、再生可能エネルギー担当の当グループ上級執行副社長およびEDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者として4月16日付で、EDFに復帰した。同氏は、退職を望んでいたアントワン・カユザック氏の後任となる。ジャン・ベルナール・レヴィ氏の依頼により、またかかる承継ができるだけ円滑および効率的に行われるために、アントワン・カユザック氏は最高経営責任者の顧問として年末まで務めることに同意した。
- (2) マリアンヌ・レノー氏は2017年7月17日からシモーネ・ロッシ氏の後任となった。
- (3) セドリック・レヴァンドフスキ氏は2017年7月17日からフィリップ・トリオン氏の後任となった。
- (4) シモーネ・ロッシ氏は、2017年11月1日からバンサン・ドウ・リヴァ氏の後任となった。

会長兼最高経営責任者の役員補佐および政府関係担当であるアレクサンドル・ペラ氏が、執行委員会の秘書役である。

## ② 執行役員の個人情報

**マルク・ブナユン**：51歳。国立経済商科大学院 (École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales) (ESSEC) を卒業し、1989年にParibas Groupに入社。その後1993年にBoston Consulting Groupに入社し、2001年にパリオフィスのパートナーおよび業務執行取締役役に就任した後、2008年にはモスクワオフィスのパートナーおよび業務執行取締役に就任し、在任期間中に天然ガス部門における技能開発を含む幅広い責務を果たした。同氏は2009年に経済・料金・価格担当部長としてEDFグループに入社した。2012年には電気、ガスおよびサービス販売の責任者である取引部門のB2B市場の部長に就任した。同氏は、かかる役職において、競争の激しい環境下で主導的な立場を取り戻すことを目的とした、事業者および地方自治体（全体で400,000を超える施設があり、電力消費量は120TWh。）向けの電力料金に係る規制の終了に関連するプロジェクトを監視した。同氏はEDF Tradingの取締役、Trimet Franceの監査役、Transalpina di Energiaの会長、イタリアにおいて3番目に大きな電力会社であり、イタリアにおける当グループの資産の大半を管理するEdisonの最高経営責任者、Fondazione Edisonの会長およびFeniceの取締役に務めている。同氏は2016年から当グループ上級執行副社長（ガスおよびイタリア担当）を務めている。

**ブルーノ・ベンサソン**：1972年生まれ。パリ出身。国立理工科大学 (École Polytechnique) およびパリ国立高等鉱業学校 (École des Mines de Paris) にてエンジニアリングを研究。同氏は、1998年に原子力安全当局の地域マネージャー（バス・ノルマンディーおよびオート・ノルマンディー）としてキャリアを始め、その後、最高経営責任者の補佐となった。2004年から2006年の間、同氏は産業省の環境、新たなエネルギーおよび原子力エネルギー担当の技術顧問に就任し、その後、フランス大統領の産業、環境および交通担当の顧問となった。同氏は、開発戦略部における経済研究担当の取締役としてSUEZに2007年に入社した。同氏は、2011年に戦略および持続可能な開発担当の取締役としてGDF SUEZの執行委員会に加わった。同氏

は2013年初めにGDF SUEZ Energie Franceの最高経営責任者に任命され、2014年7月にGDF SUEZ Energie Europeの再生可能エネルギーの開発・生産担当の執行副社長に就任した。同氏は2016年からEngie Africaの最高経営責任者を務めている。

**クリストフ・カルヴァル**：57歳。リールのHEI工業学校にて電気工学の学位を取得し、1982年にEDFグループに入社。同氏は、電力・ガス供給分野の部門ユニット、地域ユニットおよび地域間ユニットにおいて複数の管理職を務めた。同氏は2007年にEDFグループの新たな共同サービス部門を設立し、管理するためのプロジェクトの責任者に任命された。同氏は、2014年から人事部長、安全衛生部長およびEnedis変革プロジェクトの責任者を務めた。2017年7月から同氏は人事担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

**グザヴィエ・ジール**：49歳。HEC、パリの政治学院（*Institut d'Études Politiques*）（IEP）およびENAを卒業し、商法の修士号を取得した。1995年にフランス会計検査院に入社した後、1999年にVeolia Environnementグループに入社してそこで12年間を過ごし、主にVeoliaグループのグループリスク管理・監査担当最高責任者ならびにVeolia TransportationおよびVeolia Environmental Servicesの財務担当の最高経営責任者代理を歴任した。2011年から2015年まではLa Poste Groupの最高経営責任者代理および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの最高経営責任者を務めた。同氏は2015年にフランス担当の最高財務責任者としてEDFに入社し、当グループ上級執行副社長（財務部門担当）に任命された。またグザヴィエ・ジール氏は、EDF Energy、EDF Énergies NouvellesおよびDalkiaの取締役、EDF Tradingの取締役会会長、Enedisの監査役ならびにCTEの最高経営責任者でもある。さらに同氏は、MEDEF倫理委員会の委員ならびにFrançaise des Jeuxの取締役および監査委員会委員長を務めている。

**ヴェロニック・ラクール**：53歳。パリ第1大学にて情報システムの修士課程の学位を取得。同氏は1987年にThalesに入社し、情報システム部門において確かな経験を積んだ後、2004年にThalesの新規部門の最高情報責任者に就任した。2007年から2009年、同氏はかかる部門の人事情報システムの共有サービスを管理した。2009年、同氏はSafranに入社し、最初にSafran Aircraft Engines（旧Snecma）の最高情報責任者を務め、その後2013年に、継続的な開発および変革イニシアチブの管理を行う開発イニシアチブ担当部長に就任した。同氏はこれに続いて、Safran Analyticsのプログラム担当部長となり、Safranグループのデジタル改革戦略の一環として、ビッグデータ専門のかかる新規企業の設立に携わった。同氏は2016年12月1日に、当グループ上級執行副社長（変革・経営効率担当）としてEDFに入社し、執行役員も務めている。同氏は当グループの情報システム、購買、資産、コンサルティングならびに第3のサービスおよびITの監督を担当している。

**アンリ・ラフォンテーヌ**：61歳。高等電気学校（*Supélec Engineering School*）において数学の修士号を取得。同氏は、1983年にEDFに入社し、配電部門において幅広い責務を果たし、その後2000年にマルセイユのEDF GDF Servicesの配電部門の部長に就任した。2002年、同氏は、アルゼンチンにおける子会社であるEDENORの最高経営責任者に任命された。その後2007年にEDF島部エネルギー・システム部門の部長となった後、2010年にEDF Entreprisesの商業課の取締役に就任した。同氏は、2013年7月に当グループ上級執行副社長（商務、最適化業務、取引業務および島部エネルギー・システム担当）の役職に任命された。同氏は2015年3月より当グループ上級執行副社長（顧客サービスおよび地域業務担当）に就任している。また同氏はエネルギー・サービスの子会社（Dalkia、Tiru、Citelum、Netseenergy、Sodetrel、Sowee、Agregio等）の取締役を務めている。さらに同氏は、Citelumの会長ならびにDalkiaおよびEDF Energyの取締役でもある。その上同氏はEDFの商業課の責任者である。

**マリアヌ・レノー**：53歳。セーブル高等師範学校（*École Normale Supérieure de Sèvres*）、国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（「コンドルセ」クラス）およびパリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）を卒業し、古典の教授資格の学位およびフランス文学の修士号を取得。国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）を卒業後、国務院に入り、2007年に国務院評定官に就任した。1997年に外務省に配属され、チュニスのフランス大使館において一等参事官を務めた。2000年から2002年まで、フランス国務院のメンバーとして、特にENAの取締役、文化省の法律顧問およびENAにおいて一般的法律の上級講師などの使命を務めた。同氏は、2003年に本社の組織担当部門の部長としてGaz de Franceに入社した。その後、2004年に広報の代表者となった。同氏は、2005年1月に当グループの法律顧問としてEDFグループに入社し、その後2007年6月には書記長および執行役員となった。同氏は、2010年から2017年まで執行役員として当グループ上級執行副社長（人事担当）を務めた。同氏は、2017年7月に当グループ上級執行副社長（国際部門担当）に任命された。2018年1月11日に同氏は、Enedisの監査役会会長に任命された。同氏はVinci Autoroutesの取締役である。

**セドリック・レヴァンドフスキ**：48歳。パリ政治学院（IEP）を卒業し、地政学（パリ第8大学）の修士課程の学位（DEA）を取得。同氏は1998年にEDFでのキャリアを始め、1998年から2004年までEDFの会長の専任スタッフ責任者を務め、その後、2005

年から2008年までフランス電力の電気輸送・自動車担当部長を務めた。同氏は、2008年から2012年までEDFの商業課におけるEDF地域局の責任者に、2009年から2012年までH4の取締役会会長に、2009年から2012年までSafidiの取締役に、また2009年から2012年にTiruの取締役会会長に相次いで就任した。その後同氏は2012年5月から2017年半ばまでフランスの国防大臣官房長に任命された。同氏は、2017年7月から当グループ上級執行副社長（イノベーション・戦略・計画担当）を務めている。同氏は、EDF Nouveaux Business Holdingの執行委員会委員長、Enedisの取締役、UFEの取締役およびÉlectricité de Strasbourgの取締役会会長である。

**ドミニク・ミニエール**：59歳。パリ国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業（1981年）。1982年にEDFに若手エンジニアとして入社し、その後すぐに原子力発電所および火力発電所の稼働を担当する部門における「維持管理」部の責任者となった（現在稼働中の発電所の約3分の1はかかる時期に稼働が開始された。）。同氏は、1986年から1989年にゴルフシュ原子力発電所（タルヌ・エ・ガロンヌ県）の、1993年から1997年は中国大亜湾原子力発電所の操業開始にそれぞれ参加した。1997年にはカットノン原子力発電所（モゼル県）に異動となり1999年にマネージャーに就任した。2002年から2013年の間に同氏は、フランスにおけるEDFの58か所の原子力発電ユニットを監督する原子力発電部門の副部長、次いで部長に就任した。2013年3月に同氏はEDFの原子力、火力および水力発電所全体の責任者である発電・エンジニアリング部門の部長代理に就任した。同氏は、2015年3月から当グループ上級執行副社長（原子力発電および火力発電部門担当）に就任している。

**シモーネ・ロッシ**：49歳。ボッコーニ大学（ミラノ）経営学部卒業。シモーネ・ロッシ氏はキャリアをコンサルタントとして開始し、まずはKPMG Consultingにおいて企業財務、その後1996年からMcKinsey & Companyにおいて主にエネルギー、金融機関および情報通信技術の分野を専門とした。2004年に同氏はイタリアのミラノに所在のEdison SpAに戦略部長として入社し、2007年に計画、管理およびIT担当部長に昇格した。2009年末に、米国のボルティモアを拠点とする企業であるConstellation Energy Nuclear Group (CENG) の最高財務責任者に任命された。次いで同氏は2011年4月にEDF Energyの最高財務責任者となった。2015年3月にシモーネ・ロッシ氏はEDFグループの上級執行副社長（国際部門担当）に任命された。同氏は2017年11月1日からEDF Energyの最高経営責任者であり、EDFの当グループ上級執行副社長である。

**ピエール・トドロフ**：59歳。ウルム高等師範学校（*École Normale Supérieure*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）を卒業し、哲学の高等教授資格保持者である。ピエール・トドロフ氏は、1986年から1990年までフランス国務院において監査人、次いで審議官を務めた。その後Lagardère Groupに入社し、特にHachette Filipacchiの国際最高経営責任者補佐の役職を含む、メディア部門における幅広い責務を果たした。1997年から2008年まで、同氏はAccor Groupの事務局長に就任していた。2008年から2011年の間はHogan Lovells LLP法律事務所のパートナー、その後2011年にはPSA Peugeot Citroënの書記長および経営委員会の委員を務めた。ピエール・トドロフ氏は2015年2月2日よりEDFグループの書記長および執行役員に就任している。

**グザヴィエ・ウルサ**：51歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立高等情報通信学校（*Télécom Paris*）を卒業。1991年にEDFに入社し、最初に2002年まで水工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当のジェネラル・マネージャー代理の特別顧問であった。2005年から2007年にはグルノーブルにおけるアルプス発電ユニットの副ユニット長を務め、2007年から2010年にはトゥールーズにおける南西部発電ユニットのユニット長を務めた。2010年から2014年にかけて水力発電およびエンジニアリング部門のマネージャー代理、次いで同部門のマネージャーを歴任した。2015年3月よりグザヴィエ・ウルサ氏は、当グループ上級執行副社長（新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当）に就任している。同氏はまた、EDF Énergies Nouvellesの取締役、世界水会議の理事、EDVANCEの監督・運営委員会委員長ならびにFramatomeの監査・運営役を務めている。同氏はまたSFENの副会長でもある。

### （3）利益相反、理事会の構成員および経営幹部についての有罪判決の不存在ならびに業務契約

#### ① 利益相反

EDFの認識する限り、2018年3月15日現在、EDFに関し、取締役および経営幹部の職務と取締役および経営幹部の個人の利益またはその他の職務の間において、潜在的利益相反は存在しない（利益相反に関して取締役会に適用される規則については「第5 5（1）②（vii）取締役の責任および義務」を参照。）。

当社の取締役（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）に適用される特有の法令および規制の規定に従い、EDFの認識する限り、株主、顧客、供給業者またはその他の者との間で、取締役または経営幹部として選任されるべく締結された協定または合意は存在しない。



EDFの認識する限り、EDFの証券取引倫理規約（「第5 4（4）②当社株式の取引」を参照。）により生じる制約を除き、EDFにおける取締役の保有株式の売却能力を一定期間制約することに同意した取締役は存在しない。さらに、EDFの株式に投資するEDFのグループ貯蓄計画を通じて投資信託の方式で株式を保有する役員または民営化制度の法的枠組みにおいてフランス政府から株式を取得した役員は、これらの取引に適用される規定に基づく譲渡制限規制および長期投資規則に従うことがある。

また、EDFが認識する限り、理事会の構成員または経営幹部の中の家族関係は不存在である。

## ② 有罪判決の不存在

EDFが認識する限り、EDFの取締役または経営幹部の中に、少なくとも最近5年以内に（i）詐欺の有罪判決を受けた者、（ii）破産した者、財産の押収を受けた者もしくは清算された者または（iii）行政当局もしくは規制当局により訴追されたおよび／もしくは罰則を受けた者はいない。

さらに、EDFが認識する限り、EDFでは、発行体の管理、経営および監督機関の構成員になることまたはそれらの発行体の業務の管理または監督に参加することを裁判所により妨げられたことがあるEDFの取締役または経営幹部は最近5年以内にいない。

## ③ 業務契約

EDFの役員は、当社または当社の子会社との間で、いかなる利益を享受することができる業務契約も一切締結していない。

## (4) 取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引

## ① 取締役による株式所有

2017年12月31日現在、2017年12月31日現在在任中の当社の取締役は合計3,946株の株式を保有している。以下の表は、2016年12月31日現在および2017年12月31日現在においてかかる取締役が個人的に保有していたEDF株式数の詳細を示したものである。

|                            | 2016年12月31日現在<br>EDF株式数 | 2017年12月31日現在<br>EDF株式数 |
|----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| ジャッキー・ショラン <sup>(1)</sup>  | 259                     | 269                     |
| フィリップ・クルゼ                  | 210                     | 294                     |
| クリストフ・キュビリエ <sup>(2)</sup> | n.a.                    | 24                      |
| ブルーノ・ラフォン                  | 171                     | 238                     |
| コレット・ルウィネ <sup>(3)</sup>   | 1,807                   | 1,825                   |
| マリー・エレーヌ・メイリン              | 28                      | 28                      |
| ローランス・パリゾ                  | 100                     | 137                     |
| クリスチャン・タクシル <sup>(1)</sup> | 1,090                   | 1,131                   |
| <b>合計</b>                  | <b>3,665</b>            | <b>3,946</b>            |

n.a. = 該当なし。

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) キュビリエ氏は、2017年11月7日から取締役に就任している。

(3) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2017年12月31日現在、その他の取締役はEDFの株式を保有していない。

## ② 当社株式の取引

2006年、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場子会社の株式の売買に適用される一連の原則および規則を採用した。かかる規則は、倫理規約として編集され、2011年4月4日にEDFの執行委員会に提出された。市場での濫用行為に関する規則（EU）第596/2014号（「MAR」（市場濫用規則）と呼ばれる。）、その施行規則（株式市場操作指標、開示基準、停止期間中の取引許可および報告すべき管理者取引の種類に関する2015年12月17日付委任規則（EU）第2016/522号、一般的な市場慣行に関する2016年2月26日付委任規則（EU）第2016/908号、MAR第4条に基づき関係当局に提出される金融商品の報告書およびリストに関する2016年3月1日付委任規則（EU）第2016/909号、自社株買戻しプログラムおよび安定化策に適用される条件に関する2016年3月8日付委任規則（EU）第2016/1052号、不正慣行または不審な注文もしくは取引に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/957号、投資推奨または投資戦略を推奨するもしくは提言するその他の情報の客観的な公表および特定の利益または利益相反を示す公表に対する技術的措置に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/958号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付委任規則（EU）第2016/960号、インサイダーリストに関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/347号、経営幹部の職務を遂行する者により実行された取引に関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/523号、MAR第4条に基づく通知の提出の期限、構成および様式に関する技術的な施行基準を策定する2016年3月11日付施行規則（EU）第2016/378号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付施行規則（EU）第2016/959号、インサイダー情報の開示および報告についての技術的方法に関する2016年6月29日付施行規則（EU）第2016/1055号）、市場濫用の抑制システムを改正する2016年6月21日付法律第2016/819号ならびに2016年10月26日にAMFが発表した継続開示および内部情報の管理に関する新たな方針を考慮し、かかる規約は2016年に更新された。

この規約の配布と同時に、当グループの従業員を対象として、株式市場の規則、特にインサイダー情報の保持に関連する警戒および義務ならびに自粛（ブラックアウト）期間に対する認識を高めるキャンペーンが推進された。かかる期間中は、当グループを代理する第三者を含む、恒常的または一時的な内部者である者およびとりわけかかる期間に関して当グループにおいて執行業務を行う者全員は、当社の有価証券またはその他の関連する金融商品の売買を差し控えることが要求されている。

倫理規約は、EDFの有価証券またはその他の関連する金融商品に関する個人売買についてAMFおよび当社に対して申告する経営陣、上層部経営者およびそれらに密接に関係する者の義務についても規定している。AMF一般規制の第223-22条Aに定められているMAR第19条に基づき、規制市場での取引のために株式を上場している会社の経営陣は、当社株式の取引につき、現在の暦

年に行われたかかる取引の合計額が20,000ユーロを超えた場合、当該取引完了後3取引日以内に必ずAMFおよび当社に申告しなければならない。

また、EDFの取締役会は、AMF一般規制（AMF一般規制の第223-26条）の規定により、直近の事業年度において経営陣および同等の人物（EDFにおいて「経営陣と同等」の従業員とは、当社執行役員をいう。）がAMFに申告した取引について株主総会に提出する年次報告書に記載しなければならない。

2017事業年度中、当社の取締役または執行役員によるAMFまたは当社に対するEDFの有価証券の取引の申告はなかった。

## （５）報酬および手当

### ① 役員の報酬

役員に対して当社および当社の支配下にある会社によって2017事業年度に支払われたすべての種類の報酬および手当は、以下の表のとおりである。

以下の表は、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンスの統合規約および2015年4月13日修正済みのAMF役職勧告2009-16により推奨された様式に従い作成された。

#### （i）会長兼最高経営責任者の報酬総額

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬ならびにオプションおよび株式の概要<sup>(1)</sup>

| (単位：ユーロ)                          | 2017事業年度 | 2016事業年度 |
|-----------------------------------|----------|----------|
| ジャン・ベルナル・レヴィ(会長兼最高経営責任者)          |          |          |
| 事業年度の報酬                           | 452,868  | 452,868  |
| 事業年度中に受け取った様々な多年度報酬               | -        | -        |
| 事業年度中に受け取ったオプション評価 <sup>(2)</sup> | -        | -        |
| 事業年度中に受け取った無償株式評価 <sup>(2)</sup>  | -        | -        |
| 合計                                | 452,868  | 452,868  |

(1) AMF役職勧告2009-16の表1。

(2) 「第5 4 (5) ②ストック・オプション—無償株式」に記載するとおり、当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない。

以下の表は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して支払うべきおよび支払った2016事業年度および2017事業年度に係るすべての種類の報酬を表している。

#### 会長兼最高経営責任者へ授与された報酬の概要<sup>(1)</sup>

| (単位：ユーロ)                     | 2017事業年度 |         | 2016事業年度 |         |
|------------------------------|----------|---------|----------|---------|
|                              | 支払うべき金額  | 支払済みの金額 | 支払うべき金額  | 支払済みの金額 |
| ジャン・ベルナル・レヴィ<br>(会長兼最高経営責任者) |          |         |          |         |
| 固定報酬                         | 450,000  | 450,000 | 450,000  | 450,000 |
| 変動報酬                         | -        | -       | 0        | 0       |
| 多年度報酬                        | -        | -       | -        | -       |
| 特別報酬                         | -        | -       | -        | -       |
| 取締役報酬                        | -        | -       | -        | -       |
| 現物給付 <sup>(2)</sup>          | 2,868    | 2,868   | 2,868    | 2,868   |
| 合計                           | 452,868  | 452,868 | 452,868  | 452,868 |

(1) AMF役職勧告2009-16の表2。

(2) 現物給付は、社用車の現物給付からなる。

#### （イ）報酬の設定条件

1953年8月9日付命令第53-707号第3条およびフランス商法第L.225-47条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬委員会の勧告および、各大臣と協議後に経済担当大臣の承認を受け、当社の取締役会によって決定される（「第5 5

（1）③（v）任命報酬委員会」を参照。）。

2012年7月26日付命令第2012-915号は1953年8月9日付命令を修正し、当該命令の適用対象である国有企業の役員に対して支払可能な報酬額に、450,000ユーロの制限を設けた。

フランス商法第L.225-37-2条に規定に基づき、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する報酬方針および項目、ならびに（適用のある場合）変動報酬および特別報酬の支払いは、株主総会の承認のために提出される決議案に従う（「第5 4（5）①（ii）2018年5月15日開催のEDF株主総会において提示された報酬方針」を参照。）。

## （ロ） 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

### 2017事業年度の報酬

2017年1月13日の任命報酬委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2017事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

任命報酬委員会による勧告に基づき、取締役会は2017年1月24日に開催された会議において、2017事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。

### 2018事業年度の報酬

2018年2月7日の任命報酬委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2018事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

任命報酬委員会による勧告に基づき、取締役会は2018年2月15日に開催された会議において、2018事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。

## （ハ） その他の報酬項目

2017年中、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、取締役会会長およびEDF取締役としての取締役報酬を受け取っていない。また、EDFの支配下にある会社における地位に関する取締役報酬および被支配会社からのいかなる報酬も受け取っていない。

当社は、2017年に会長兼最高経営責任者に対してストック・オプションを付与しておらず、当該事業年度においてオプションは行使されなかった。同様に、前事業年度においても無償株式は会長兼最高経営責任者に付与されておらず、当該株式を利用することはできなかった。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏の両氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。

## 雇用契約、補足的年金、退職金および競争禁止条項

|                              |      |         | 任務の終了または変更による支払われるべき報酬、利益または債務 | 競争禁止条項報酬 |
|------------------------------|------|---------|--------------------------------|----------|
| 会長兼最高経営責任者 <sup>(1)</sup>    | 雇用契約 | 補足的年金制度 |                                |          |
| ジャン・ベルナル・レヴィ<br>(会長兼最高経営責任者) | なし   | なし      | あり                             | なし       |

(1) AMF役職勧告2009-16の表11。

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、フランス商法の規定およびAFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約の勧告に従ってジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して、EDFの会長兼最高経営責任者としての任期が終了する際に退職金を支払うことを決定した。かかる支払いは、下記の規定に服するものとする。

- ・支払事由：強制離職（重大な懈怠や故意の不正行為を理由とした解任を除く。）の場合のみ取締役会の判断に基づく最終決断
- ・計算方法および上限額：退職金の当初金額は、着任初日（2014年11月23日）から就任後1年は総額200,000ユーロであり、以後四半期ごとに総額60,000ユーロが増額される。ただし、上限である報酬の1年分を超えることはない。
- ・パフォーマンス基準：退職金は、退任以前の満3事業年度のうち少なくとも2事業年度でグループEBITDA予測の80%を達成した場合にのみ支払われる。当人が任期の2年目に退任した場合、取締役会が直近の事業年度通期を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。当人が任期の3年目に退任した場合、直近の満2事業年度を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。

かかる規定は、フランス商法第L.225-42-1条において定められており、2014年*Document de Référence*の別紙Cに含まれる2015年4月8日付の法定監査人による特別報告に従うものである。

#### (ii) 2018年5月15日開催のEDF株主総会において提示された報酬方針

フランス商法の規定に従い、2018年5月15日のEDF株主総会は、2017事業年度について当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に支払われるかまたは割り当てられる報酬項目および同氏に対する2018年の報酬方針を決定した。

かかる項目は以下に記載されている。株主の決議のために提出された決議草案は以下のとおりである。

#### **2017年12月31日に終了した事業年度について当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に支払われたかまたは割り当てられた報酬全体を構成する固定、変動および特別項目ならびに一切の手当の承認**

株主総会は、フランス商法第L.225-100条の規定に従い判断し、取締役会による報告書およびフランス商法第L.225-37条の最終段落に記載の内容を検討した結果、当社の*Document de Référence*（第4.6項を参照。）に記載され、取締役会の報告書においても繰り返し述べられる、2017年12月31日に終了した事業年度について当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に支払われたかまたは割り当てられた報酬全体を構成する固定、変動および特別項目ならびに一切の手当を承認する。

#### **2018事業年度について当社の会長兼最高経営責任者に割り当てられる報酬全体を構成する固定、変動および特別項目ならびに現物給付に関する決定、分配および割当ての方針ならびに基準の承認**

株主総会は、フランス商法第L.225-100条の規定に従い判断し、取締役会による報告書およびフランス商法第L.225-37条の最終段落に記載の内容を検討した結果、任命報酬委員会の勧告に基づき当社取締役会によって決定され、当社の*Document de Référence*（第4.6.1.1項を参照。）に記載され、また取締役会の報告書においても繰り返し述べられる、2018事業年度について当社の会長兼最高経営責任者に割り当てられる、報酬全体の項目および現物給付すべてに関する決定、分配および割当ての方針および基準を承認する。

かかる原則および基準は以下のとおりである。

- ・総額450,000ユーロの年間固定報酬の支払い
- ・社用車を現物給付とする規定
- ・強制退職の場合のパフォーマンス基準の達成度に基づく退職金
- ・取締役報酬を含むその他の報酬項目または一切の手当の不存在

#### (iii) 取締役の報酬総額

以下の表は、2016事業年度と2017事業年度に取締役に対して支払われた取締役報酬の総額を表している。2017事業年度中、取締役の任務に対して支払われた特別報酬またはその他の報酬はなかった。

| 2017年12月31日現在在任中の取締役 (単位:ユーロ)     | 2016年 <sup>(1)</sup> | 2017年 <sup>(1)</sup> |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|
| オリヴィエ・アペール                        | 39,556               | 40,046               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬                | 30,889               | 28,032               |
| フィリップ・クルゼ                         | 50,167               | 48,548               |
| ワークグループのメンバーとしての報酬 <sup>(2)</sup> | 10,000               | 7,500 <sup>(3)</sup> |
| モーリス・グルドー・モンターニュ <sup>(3)</sup>   | n.a.                 | n.a.                 |
| ブルーノ・ラフォン                         | 45,889               | 42,033               |
| ワークグループのメンバーとしての報酬 <sup>(2)</sup> | 10,000               | 7,500                |
| ブルーノ・レシュヴァン                       | 38,333               | 38,041               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬                | 38,333               | 38,041               |
| マリー・クリスティーヌ・ルプティ                  | 49,944               | 48,064               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬                | 49,944               | 48,064               |
| ジャン・ベルナル・レヴィ                      | n.a.                 | n.a.                 |
| コレット・ルウィネ                         | 87,500               | 79,066               |
| ワークグループのメンバーとしての報酬 <sup>(2)</sup> | 40,000               | 30,000               |
| ローランス・パリゾ                         | 53,222               | 48,548               |
| ワークグループのメンバーとしての報酬 <sup>(2)</sup> | 10,000               | 7,500                |
| クレール・プディニ <sup>(4)</sup>          | 2,722                | 40,530               |
| ワークグループのメンバーとしての報酬 <sup>(2)</sup> | n.a.                 | 7,500                |
| ミシェル・ルソー <sup>(5)</sup>           | n.a.                 | 19,566               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬                | n.a.                 | 19,566               |
| マルタン・ヴィアル                         | 22,333               | 40,547               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬                | 22,333               | 40,547               |
| <b>合計</b>                         | <b>389,666</b>       | <b>444,989</b>       |

n.a. = 該当なし。

- (1) 事業年度における支払額には、前事業年度の固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度の固定部分の50%が含まれている。
- (2) 下記「第5 5 (1) ② (viii) 2017年度における取締役会の活動」および「第5 4 (5) ① (iii) 取締役の報酬総額」を参照。
- (3) 2017年9月20日より取締役。
- (4) 2016年5月12日より取締役。
- (5) 2016年9月30日より取締役。

| 2017年事業年度中に任期が満了した取締役 (単位:ユーロ) | 2016年 <sup>(1)</sup> | 2017年 <sup>(1)</sup> |
|--------------------------------|----------------------|----------------------|
| クリスチャン・マセ <sup>(2)</sup>       | 37,722               | 37,039               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬             | 37,722               | 37,039               |
| <b>合計</b>                      | <b>37,722</b>        | <b>37,039</b>        |

- (1) 事業年度における支払額には、前事業年度の固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度の固定部分の50%が含まれている。
- (2) 2017年8月1日に任期が満了した取締役。

| 2016年事業年度中に任期が満了した取締役 (単位:ユーロ) | 2016年 <sup>(1)</sup> | 2017年 <sup>(1)</sup> |
|--------------------------------|----------------------|----------------------|
| ジェラルド・マナン <sup>(2)</sup>       | 40,778               | 14,530               |
| フランス政府予算に組み入れられた報酬             | 28,544               | 10,171               |
| フィリップ・ヴァラン <sup>(3)</sup>      | 7,333                | n.a.                 |
| <b>合計</b>                      | <b>48,111</b>        | <b>14,530</b>        |

n.a. = 該当なし。

- (1) 事業年度における支払額には、前事業年度の固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度の固定部分の50%が含まれている。
- (2) 2016年7月28日に任期が満了した取締役。
- (3) 2016年5月12日に任期が満了した取締役。

#### 取締役報酬の予算および分配

従業員を代表する取締役は、公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号に従い、無報酬で役職を務め、EDFの取締役会会長は取締役報酬を受領しない。

2014年8月20日付政令第2014-948号に従って、同政令第6条に基づきフランス政府の推薦を受け株主総会において選任された取締役かつフランスの公務員である取締役に割り当てられる取締役報酬は、フランス政府予算に組み入れられる。フランス政府の推薦に基づき株主総会において選任されたがフランスの公務員ではない他の7名の取締役に支払うことのできる、経済担当大臣が設定した上限（2014年8月20日付政令第6-V条に基づき導入された2014年12月18日付決定は、これら取締役に支払われる報酬の30%の上限を超える報酬について当該会社がフランス政府予算に計上することを定めている。）を超える分の取締役報酬にも同様の処置が適用される。

2014年8月20日付政令第4条に基づき任命されたフランス政府を代表する取締役については、その職務の遂行に対して支払われるべき一切の報酬はフランス政府予算に組み入れられる。

任命報酬委員会の意見書の提出ならびに1953年8月9日付命令第53-707号第3条に基づいた経済担当大臣の承認を受け、取締役会は、取締役会によって承認された分配に基づき取締役に割り当てられる取締役報酬の予算を、その承認のために株主総会に提出する。

2011年6月22日の取締役会において、任命報酬委員会の勧告に基づき、2011事業年度から適用される取締役報酬の年間予算の分配に関する現在の設定が設定された。かかる設定は、2018年1月24日に取締役会によって再度検討され、確認された。予算総額は、それぞれ予算の半分に値し、固定部分と変動部分に分配されており、以下のように分配される。

- ・ 固定部分は、取締役間で平等に分配される。年間の固定部分の50%が当該事業年度中に支払われ、残りの50%が翌事業年度の初めに支払われる。
- ・ 変動部分の取締役間の分配は、会議の回数（取締役会または委員会）および各取締役の具体的な役職（委員または委員長職）に基づく変数係数を適用することによって設定される。取締役会議に取締役が出席した場合には係数2を、委員会の会議に取締役が委員として出席した場合には係数1を、さらに委員会の委員長である場合は係数2を用いる。係数の単価を設定するため、変動部分は該当事業年度の係数の合計で除される。当該事業年度の変動部分は翌事業年度の初めに全額が支払われる。

2014年11月21日に開催された株主総会では、任命報酬委員会により意見書が提出された後、取締役会の勧告を受け、2015年以降に取締役会に割り当てられる取締役報酬の年間予算を440,000ユーロに設定した。2017年5月18日に開催された株主総会は、取締役会の勧告を受け、社外取締役のワークグループがフェッセンハイム発電所を閉鎖するプロジェクトに関して2016事業年度および2017事業年度に行った業務についての報酬として、取締役報酬の年間額を増額し、2017事業年度については500,000ユーロとすることを承認した。取締役会は、取締役会は総額30,000ユーロを社外取締役のワークグループ長に、総額7,500ユーロをワークグループの各メンバーに配分することを決定した。

2018年5月15日の株主総会に対して、2018事業年度以降についての取締役報酬の年間予算を500,000ユーロで維持することが勧告された。かかる勧告は、2018年5月15日の株主総会において承認された。

#### ② ストック・オプション—無償株式

当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない（すべての従業員のために当社によって実施された制度の恩恵を受ける可能性がある従業員により選出された取締役を除く。）。

## 5【コーポレート・ガバナンスの状況等】

### (1)【コーポレート・ガバナンスの状況】

#### ① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF規約（2016年11月に改正された規約。）を締結している。かかる規約は、EDFに適用される特別な法令および規則の規定に従い、フランス商法第L.225-37-4条（企業の役員および執行役員の報酬に関する2008年10月のAFEP-MEDEF勧告について検討した上で、2008年12月17日開催の当社取締役会において、かかる勧告がEDFのコーポレート・ガバナンス・アプローチに沿っており、既に当社が実施しているものであるとして承認した。）に基づく当社のコーポレート・ガバナンス規約である。

かかる特別な法令および規則は、EDFが国有企業であることならびに特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用に基づき、本書に詳細が記載され、具体的に以下の事項に関するものである。

- ・取締役会の構成員（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）
- ・EDFの会長兼最高経営責任者の任命条件および業務執行管理の方法（「第5 5（1）②（ii）業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）
- ・会長兼最高経営責任者の報酬の設定条件（「第5 4（5）①（i）（イ）報酬の設定条件」を参照。）

上記の特別な法令および規則に加えて、以下の表において、当社が適用していないAFEP-MEDEF規約勧告および関連する説明事項を示している。

| AFEP-MEDEF規約勧告                                                                      | 当社の状況                                                                                                  | 説明                                                                                                                                                                                                                                      | 本書における<br>関連箇所                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 取締役会の時期をずらした再任<br>勧告13.2：<br>「任期は、取締役全体の交代を避けるとともに、取締役の円滑な交代に資するよう時期をずらして設定すべきである。」 | 5年ごとの取締役会全体の<br>一斉交代は、2014年8月20<br>日付政令により、もはや義<br>務ではなくなったものの、<br>当社は、取締役会の時期を<br>ずらした再任を実施してい<br>ない。 | 従業員により選任された取<br>締役および命令に基づき任<br>命されたフランス政府代表<br>の取締役を除く取締役会の<br>半分を隔年で更新するた<br>めに、2018事業年度の財務書<br>類を承認するために招集さ<br>れる2019年の株主総会から<br>EDFの定款第13条を改訂する<br>議案が2018年5月15日の株<br>主総会に対して提出され<br>た。かかる議案は、2018年<br>5月15日のEDFの株主総会に<br>おいて承認された。 | 「第5 5（1）②（i）<br>取締役の在任期間—取締役<br>会の期差による再選」を参<br>照。 |



|                                                                                                                                                                                                                   |                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>取締役による当社株式の保有<br/>勧告19：<br/>「取締役は、個人として株主となり、定款または内部規則の規定に基づき、支払われる取締役報酬に見合った相当数の株式を最低限保有すべきである。取締役就任時に当該株式を保有していない場合、その取得のために取締役報酬を使用すべきである。」</p>                                                             | <p>当社定款および取締役会内部規則において、取締役が支払われる取締役報酬に見合った相当数の株式を最低限保有しなければならない旨の規定はない。</p> | <p>1983年7月26日付法律に従い、従業員を代表する取締役は、取締役報酬を受領しない。さらに、フランス政府に推薦された公務員である取締役に対して支払われる取締役報酬は、フランス政府予算に納められる。公務員でないフランス政府の代表は、支払われるべき取締役報酬の30%のみを受領し、残りはフランス政府予算に納められる。最後に、取締役会会長も取締役報酬を受領しない。様々な状況を勘案して、取締役会は、当社株式の保有に関して独自の規則を設定していない。また、各取締役は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。</p> | <p>「第5 4（5）①（iii）取締役の報酬総額」および「第5 4（4）取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。</p>                                |
| <p>企業の役員に対する株式の保有義務<br/>勧告22：<br/>「取締役会は、企業の役員がそれぞれの任期終了までの間、保有すべき最低登録株式数を規定している。この規定は、少なくとも各役員の任期延長時に検討される。（中略）株式の保有に関するこの目的が達成されるまでの間、企業の役員は、取締役会が定めるとおり、行使後のオプションまたは付与されたパフォーマンス・シェアの一部をこの目的のために充てることとする。」</p> | <p>取締役会は、会長兼最高経営責任者が保有すべき最低当社株式数に関する規則を定めていない。</p>                          | <p>会長兼最高経営責任者は、取締役報酬を受領しない。その報酬は、2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令第53-707号を修正）に従い、制限されている。最後に、当社は、会長兼最高経営責任者に有利となるストック・オプション制度および／またはパフォーマンス・ストック・オプション制度を導入していない。したがって、この勧告は実施しない旨の決定がなされた。また、執行役員は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。</p>                                  | <p>「第5 4（5）①（i）会長兼最高経営責任者の報酬総額」、「第5 4（5）②ストック・オプションー無償株式」および「第5 4（4）取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。</p> |

|                                                                                                                                 |                                                                     |                                                                                                                                                                                                                          |                             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| 取締役報酬の配分に関する規則<br>勧告20.1：<br>取締役報酬の配分方法については、「取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数を取締役会の決定する方法により考慮すべきであり、したがって、報酬額は主として変動部分によって構成されるべきである。」 | 取締役報酬の重要な部分（ただし、「極めて重要な」部分ではない。）は、取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数によって決定される。 | 特別配分規則が採用されたが、これは取締役の責任の度合およびその職務遂行に費やした時間を特に考慮する。支払われる取締役報酬のうちの取締役の実際の出席に対する報酬である変動部分は極めて重要ではないものの、かかる部分が取締役報酬の予算総額の50%を占め、かつAFEP-MEDEF規約による勧告に沿って、かかる部分が取締役の責任の度合および取締役が職務遂行に費やすべき時間に対して適切である限りにおいて、当社はこれを重要であると考えている。 | 「第5 4（5）①（iii）取締役の報酬総額」を参照。 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|

## ② 取締役会の機能

取締役会内部規則は、取締役会の機能の原則、ならびに取締役会およびその専門委員会が付託された任務を遂行する際の条件について規定している。また、会長兼最高経営責任者の任務および権限についても規定している。

取締役会内部規則は、特に法令および規則等の変更ならびにAFEP-MEDEF規約の改正を考慮して、定期的に改訂される（「第5 5（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照）。かかる規則の直近の改訂は、2018年1月15日のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会が共同で検討した後、2018年1月24日の取締役会により採択された。

### （i）取締役の在任期間－取締役会の期差による再選

上記2014年8月20日付政令により規定されたオプションに従い、2014年11月21日開催のEDF株主総会において、当社の定款が改正され、取締役の任期を4年に短縮した。例外として、2014年11月21日開催の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とするものとし、また2014年11月21日開催の株主総会によって任命された取締役の任期は、2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類の承認のために招集される株主総会の終了時に満了するものと定款で規定されている。

2014年8月20日付政令の実施に関する2014年8月20日付命令第2014-949号第2条の規定に従い、フランス政府の代表は、取締役と同じ任期で任命される。

2018事業年度の財務書類を承認するために招集される2019年の株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（整数に四捨五入される。）が2年ごとに更新され、当該取締役に関する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が周期的に交代し、更新することを規定するために、2018年5月15日の株主総会においてEDFの定款第13条を改訂するための議案が提出された。かかる議案は、2018年5月15日のEDFの株主総会において承認された。

株主総会により任命された取締役は、いつでも株主総会により解任することができる。公共部門の民主化に関する法律第12条の規定に従い、従業員により選任された取締役は、その職務遂行に重大な懈怠があった場合、取締役の過半数の要請による略式手続の形で、地方裁判所の裁判長の命令により個別に解任することができる。ただし、重大な意見の相違により当社の運営が中断される場合、株主総会により宣告される解任は、従業員の代表に適用される可能性がある。フランス政府の代表が辞任により職務を終了する場合、または任命された理由である資格を喪失した場合、残りの任期にかかわらずいつでも交代させることができる。

## (ii) 業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限

2014年8月20日付政令第18条により規定されたオプションに従い、EDFの定款は、取締役会会長が当社の業務執行管理者であり、その役職名は会長兼最高経営責任者であると定めている。したがって、当社の定款は業務執行管理体制の「非分離」について規定している。取締役会内部規則、とりわけ同規則が最高経営責任者の権限に課す制限は、当社の経営管理に必要な柔軟性、有効性および反応性を維持する一方で、当社の利益のために会長兼最高経営責任者と取締役会との間に適正なバランスを保つために策定された。

EDF会長兼最高経営責任者は、取締役会の推薦を受け、フランスの大統領令により任命され、また、2014年8月20日付政令第20条に従って大統領令により解任することができる。フランス憲法第13条に従い、会長は、フランス国民議会および上院の常任委員会の見解に基づき、任命される。かかる手続に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命された。

会長兼最高経営責任者が不在となる場合、2014年8月20日付政令第21条に従い、フランス政府は、新しい会長兼最高経営責任者が任命されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる（これに従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令により、2014年11月23日より臨時に当社の会長兼最高経営責任者に任命された。）。

公共部門の企業に関連する法律の特別な規定、および法律または定款が明示的に取締役会または株主総会のために留保する権限ならびに内部規定として取締役会内部規則に定める会長兼最高経営責任者の権限の制限（下記「第5 5（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）に従い、会長兼最高経営責任者は、会社の目的の範囲内であらゆる状況において当社を代理して行為する最も広範な権限を付与されている。会長兼最高経営責任者は取締役会の業務を組織し、監督し、これについて株主総会に報告する。会長兼最高経営責任者は、当社の機関が適切に機能しているかを監督し、特に、取締役の職務遂行能力を確保する。

## (iii) 取締役会の権限および義務

取締役会は、適用ある法令および規則の定めに従い、当社の利益に鑑み必要とされるたびに招集される。取締役会内部規則に従い、取締役会は、特別セミナーの一環として当社および当グループの戦略について議論するために年に1回開催される。また、2018年1月に改訂された取締役会内部規則に基づき、会長兼最高経営責任者が不参加の会議が毎年開催され、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会委員長が議長を務める。

法律に従い、取締役会は当社の事業戦略を決定し、その遂行を監督する。取締役会は、当社および当グループの主要な戦略的、経済的、財務的または技術的な目標を定義する。株主総会に明示的に付与された権限に従い、当社の目的の範囲内で、取締役会は、当社の円滑な運営に関係するすべての事項を審査し、取締役会での審議を通じてこれらの事項に対処することができる。

とりわけ取締役会は、（場合により）1つまたは複数の適格な委員会による調査後、年間予算、中期計画、当社が発表した戦略の一部ではない重要な業務、複数年にわたるエネルギー計画の目的を満たすために当社または当グループが実行する活動を提示する企業戦略計画（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、核燃料サイクル、ガスおよび再生可能エネルギーの初期工程および最終工程の運営に関連する当グループの戦略ならびに公共サービス契約について審議する。

取締役会内部規則に従い、取締役会は、以下の取引をその実行前に承認する独占的権限を有する。

- ・350百万ユーロを上回り、当社または当グループの全体的な財務上のエクスポージャーに相当する、当社または当社子会社の1社によって行われる外部的成長の取引（投資、合併および買収）、投資引揚、本業の成長の取引および株式売上の取引。当社または当グループの戦略的方针に一致しない取引については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。
- ・1プログラムにつき350百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業プログラム。
- ・200百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる不動産取引。
- ・5十億ユーロ（またはその他通貨での同等の金額）を上回る場合の一定の金融取引（長期借入、債務管理、証券化取引またはヘッジ取引）。
- ・350百万ユーロ以上、または、当該契約が当グループの新たな戦略的方针もしくは事業ラインに該当するものである場合には200百万ユーロから350百万ユーロまでの金額（必要なその後の改訂契約を含む。）を伴う当社が締結した契約および同意（供給品、製品またはサービスに関するもの）。
- ・年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社子会社の1社が締結した、エネルギーの購入もしくは販売または二酸化炭素排出権および割当量に係る長期契約。
  - －10TWhの電力。
  - －20TWhのガス（5TWh超20TWh未満のガスの購入または販売に係る長期契約については、その署名後に取締役会において詳細な情報が報告されなければならない。）。
  - －炭素、燃料油ならびに二酸化炭素排出権および割当量については250百万ユーロ。

- ・当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における１社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる、当社が締結する戦略契約。

取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産の形成、管理およびリスク管理についての方針の枠組みを定め、特に資産負債管理、および資産割当戦略について決定を行う。原子力監視委員会が専用資産について非上場資産への投資に関する計画に関して否定的な意見を示した場合、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する（「第５５（１）③（ii）原子力監視委員会」を参照。）。

さらに、フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当社の方針について毎年検討し、フランス労働法第L.2323-10条に従い、EDF中央企業委員会に毎年提出される当社の戦略目標を定める。

**(iv) 取締役の独立性の審査**

|           |       |
|-----------|-------|
| 取締役の合計人数  | 18    |
| 社外取締役の人数  | 5     |
| 社外取締役の割合* | 41.7% |

\*従業員を代表する取締役は除く。

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約は、支配株主を有する会社において、取締役会の定員のうち3分の1以上を社外取締役とすることを推奨しており、社外取締役の比率の算定において従業員を代表する取締役は考慮されない旨を規定している。

当社に適用されている特別な法的枠組みにより、当社取締役会は、取締役計18名中、1名がフランス政府を代表する取締役（したがって、AFEP-MEDEF規約に定義された独立性基準を満たすことができない。）および6名が従業員を代表する取締役（社外取締役の比率の算定において考慮されない。）である。同様に、会長兼最高経営責任者は、執行役員としての役職において、AFEP-MEDEF規約により定義された基準に照らして独立しているとはみなされない。

2018年1月15日開催の合同会議で、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会は、株主総会により任命された取締役の個々の状況を検討した。両委員会の推薦に従い、当社取締役会は、2018年1月24日開催の会議で、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約により定義される基準に基づき取締役の独立性の年次評価を行い、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏、クレール・ブディニ氏、フィリップ・クルゼ氏およびブルーノ・ラフォン氏について、各取締役が当社、当グループまたはその経営陣との間に、自由な判断を損なうおそれのあるいかなる関係も有しないとして、社外取締役として区分した。

特に、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会は、当社と取締役が役員を兼務する企業および所属するグループとの間に存在し得る業務上のつながりについて、定量調査（当社と当該企業（そのグループを含む。）との間に存在する業務上のつながりの重要性ならびに2017事業年度において当社と当該企業との間で記録された売上に基づく。）ならびに定性調査（当該企業における取締役の役職、経済的依存性および独占権等に基づく。）を行った。調査の結果、取締役が役員を務める企業または所属するグループはいずれも当グループの重大な顧客または供給業者に該当せず、またEDFが当該企業またはそれらのグループの重大な顧客または供給業者に該当しなかった。かかる分析に基づき、社外取締役と分類した各取締役に関して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

2018年3月15日現在、以上により、当社の取締役会においては、AFEP-MEDEF規約に従って算定した場合、12名の取締役中、5名が社外取締役であり、社外取締役の比率は当該規約の勧告を上回り、41.7%となる（「第5-4（1）①取締役会の構成員」を参照。）。

**(v) 取締役会およびその委員会の機能の審査**

AFEP-MEDEF規約の条項に基づき、取締役会内部規則は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会が毎年、取締役会の機能の審査について監督を行い、改善の必要な分野について提言することを定めている。したがって、取締役会は毎年1回、かかる審査を議題の1つとし、取締役会の有効性を向上させ、重要な課題が適切に取り上げられ検討されていることを確保するため、取締役会の機能およびその委員会の機能について検討している。

また、3年ごとに、上記審査を外部のコンサルタントが行い、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会がこれを監督している。

**3か年審査**

2016年の審査は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の監視の下、入札後に選定された外部の専門企業によって実施された。審査は2016年末および2017年の初めに実施された。審査は、専門企業ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会委員長が作成した質問表および面談手引書に基づき、各取締役との綿密な面談が行われた。

したがって、取締役会の業務に対する各取締役の個別貢献度の分析も実施された。外部企業がアレンジした各取締役との個別かつ内密の会議が行われた。

かかる審査の結果により、取締役会およびその委員会が行った業務の質がこの数年間で改善し、取締役会が2016年における当社の主要な戦略的課題を対処することができたと取締役が考えていることが明らかになった。取締役は取締役会の構成員に満足しており、各取締役がそれぞれのニーズに適応した幅広いスキルを有していると考えている。

改善すべき分野として認められたものの中で、取締役会は、取締役会の集団アイデンティティを強化し、取締役会内での議論を改善するために対話を増やすことおよび同僚性を向上させることならびに将来の課題および能力管理に費やす時間を増やすことへの要求を示した。

かかる審査の結果は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会において検討され、取締役会に提示された。その後取締役会は、改善すべき分野として認められたものを取り上げ、3か年審査において取締役が示した期待についてより詳しく議論するために特別職場会議を2017年度下半期に開催した。

## 年次審査

取締役に送付する前にガバナンスおよび企業の社会的責任委員会が精査した詳細な質問表により、2017年内部年次審査が実施された。かかる質問表は、取締役の回答の統計的なモニタリングを可能とする選択回答式の質問と、取締役が詳細な回答を行い、定性的な見解を提供し、変革を提案することができる自由回答式の質問の両方を含んでおり、取締役ににより無記名で記入され、その後取締役会の事務局により分析される。

かかる評価は、特に取締役会会議および委員会会議の開催（回数、時間、書類の送付期限等）、取締役が利用可能な情報、取締役会および委員会の専門分野および作業方法、取締役会と会長および経営幹部との関係、ならびに当社のガバナンスに対する個別意見、期待および提案を対象とする。

かかる審査の結果は、2017年11月28日のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の審査を経て2018年1月24日に取締役会に提出されたが、取締役は概して、取締役会および委員会の機能に満足していた。取締役会に提供された情報は、満足のいくものであった。取締役は委員会の機能に満足しており、委員会の活動が取締役会の意思決定に役立つと考えている。会長兼最高経営責任者と取締役会の間の権限の均衡は、満足のいくものとみなされ、取締役は、会長兼最高経営責任者およびその他のEDFの経営陣との接触の機会を十分に有していると考えた。

改善すべき分野として認められたものの中で、取締役会は将来の課題および競争が激しい環境等の特定の分野において業務プログラムを強化させる要求を主張した。また、取締役は会議時間の削減ならびに取締役会内における取締役間での対話および議論の改善を提案した。最後に、取締役は、取締役会内部規則の直近の改訂で定められた規定（上記「第5 5（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）に従い、経営幹部が不在の会議を開催することへの要求を主張した。

## （vi） 取締役への情報提供および研修—デジタル化

会長兼最高経営責任者は、取締役がその職務を遂行するために必要な情報への権限を有することを保障する。当該情報は、取締役が最善の状況下で業務を行うことを可能にするために取締役に速やかに提供される。

取締役会内部規則の条項に従い、取締役会は、当社および当グループの財務状態、資金状態および貸借対照表上のコミットメントの情報、年次および半期の財務書類が発表される時期の当社の主要子会社の業績、ならびに調達に関する方針および人事方針等の情報を定期的に受領する。取締役会は、当社の市場の変化、競争環境ならびに社会的責任および環境面における責任の分野を含む主要な課題について定期的に報告を受けている。

当グループの主要な事業分野の現状、市場の動向、ならびに経済、金融および制度的環境について記載した文書が取締役会に定期的に提出される。また当社は、各取締役会の間に適切である情報、特に緊急または重要な事項に関する情報を取締役会に提供する。

取締役は、上記により得た情報を、取締役会の議題となっている課題を審議するために当社または当グループの上級執行役員との面談により補足することができるが、会長が出席する必要はない。

さらに、複雑な事案または戦略的に重要な主要事案および取締役が要求する研修については、説明会が設けられる。したがって、各取締役は、当社および当グループの特性、事業活動および活動分野における追加研修を受けることができる。

取締役会は、2016年から取締役会および委員会の書類を円滑にかつ速やかに入手することを可能にするデジタル管理プラットフォームを活用している。

## （vii） 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、当社の利益のために行うこと、利益相反（「第5 4（3）①利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告することおよび利益相反の可能性のある決議事項においては議論への貢献および議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を履行すること、命令を勤勉にかつ責任感を持って遂行することならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守することを含む義務に従うことを規定している。業務を行うために必要な書類および情報の開示を確保する権利に加えて、取締役は職務を遂行するために必要であると考える情報を要求する責任を負う。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

取締役会内部規則に従い、会長兼最高経営責任者もまた上場会社における任命を受諾する前に取締役会に報告する必要がある。

#### (viii) 2017年度における取締役会の活動

下記の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示している。

|         | 2016年             | 2017年             |
|---------|-------------------|-------------------|
| 会議の回数   | 15 <sup>(1)</sup> | 11 <sup>(1)</sup> |
| 平均出席率   | 92.8%             | 90.9%             |
| 会議の平均時間 | 3時間               | 3時間10分            |

(1) かかる会議の回数に加えて、1日限りの戦略的セミナーも開催された。

下記の表は、2017事業年度中の取締役の個別の出席率を示している。

| 2017年12月31日現在在任中の取締役            | 2017年における平均出席率 |
|---------------------------------|----------------|
| ジャン・ベルナール・レヴィ                   | 100%           |
| オリヴィエ・アペール                      | 100%           |
| クリスティーヌ・シャボティ                   | 81.8%          |
| ジャッキー・ショラン                      | 100%           |
| フィリップ・クルゼ                       | 90.9%          |
| クリストフ・キュビリエ <sup>(1)</sup>      | 100%           |
| モーリス・グルドー・モンターニュ <sup>(2)</sup> | 100%           |
| ブルーノ・ラフォン                       | 81.8%          |
| ブルーノ・レシュヴァン                     | 72.7%          |
| マリー・クリスティーヌ・ルプティ                | 100%           |
| コレット・ルウィネ                       | 90.9%          |
| マリー・エレーヌ・メイリン                   | 81.8%          |
| ローランス・パリゾ                       | 100%           |
| クレール・プディニ                       | 90.9%          |
| ジャン・ポール・リニャック                   | 100%           |
| ミシェル・ルソー                        | 90.9%          |
| クリスチャン・タクシル                     | 90.9%          |
| マルタン・ヴィアル                       | 100%           |

(1) 2017年11月7日より取締役。

(2) 2017年9月20日より取締役。

2017年、取締役会は、当社の通常の事業に関連する事項に加えて、EDFの増資、EDVANCEの設立（「第2 3（2）①（ii）（ハ）（d）EDVANCEの設立」を参照。）、EDFのAREVA NPの活動の独占的支配権の取得の完了（「第2 3（2）①（iii）Framatome」を参照。）、フェッセンハイム発電所の早期閉鎖に係るフランス政府によるEDFの補償金に関する議定書案、リンクリー・ポイントCプロジェクトの検討結果およびそれに伴う行動計画、複数年にわたるエネルギー計画の第1期（2016年から2018年）中に実行される活動を提示するEDFの戦略的計画（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、EDFの太陽光エネルギー計画、フランスの原子力発電所の更新に関する潜在的な投資判断前の業務プログラム、フラマンビルEPRプロジェクトおよび「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」プログラムの進捗（「第2 3（2）①（ii）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」および「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）、EnedisおよびDalkiaの主要な課題および見通し、EDF Internationalによるポーランドの会社であるEDF PolskaおよびKogeneracjaにおける株式持分の売却、EDF Énergies Nouvellesによる上場会社であるFuturenの予定された取得、英国におけるスマート・メーターの導入、SoflioおよびEDFによる不動産ポートフォリオならびにEdisonの本社の売却、EDF中央企業委員会との協議を目的としたEDFの戦略目標、原子力安全・放射線防護総括監査官および水力発電安全性検査官による報告書、ならびにEDFの職業上の平等および同一賃金等の事項の検討および／または承認を行った。

最後に、取締役会は、年に1回の戦略的セミナーにおいて、2050年までの将来のシナリオがEDFの産業モデルおよび経済モデルに与える影響、欧州におけるエネルギー移行の現状、競争が激しい環境ならびに世界中の原子力業界および再生可能エネルギー分野における変化等の事項について検討し、CAP2030戦略の進捗（「第2 3（1）②（vii）CAP2030の成功要因」を参照。）について議論した。

#### 社外取締役のワークグループ—AREVAおよびフェッセンハイムのプロジェクト

EDFによるAREVA NPの事業の独占的支配権の取得に係るプロジェクトに関して2015年にEDFとAREVA SAの間で行われた討議に続き、2015年4月8日、取締役会は、AFEP-MEDEF規約の要件に従い、EDF取締役会の社外取締役を中心とするワークグループの設置を決定した。かかるワークグループは、コレット・ルウィネ氏を議長とし、ローランス・パリゾ氏、フィリップ・クルゼ氏およびブルーノ・ラフォン氏を中心とするものであった。かかるワークグループの目的は、EDFの経営陣とともに、EDFとAREVA SAの間の（特にその戦略上・産業上の権益、財務実績および社会問題に関する）議論から生じたプロジェクトについて検討することであった。かかるワークグループは、取締役会の各委員会の業務または取締役会レベルでの意思決定プロセスを置き換えることなく、その独立した分析に基づき、プロジェクトについて取締役会に有益な意見または提言を行うことができた。したがって、かかるワークグループは、その職務遂行に必要な情報を当社から入手し、また特に評価項目について検討する際は顧問銀行の支援を受け、法律顧問から技術的助言を得た。かかるワークグループは、2015年および2016年において複数回招集され、AREVA SAとの議論の様々な段階において、取締役会および戦略委員会に意見を述べた。かかるワークグループは、2017年12月31日の取引が完了する前に、2017年における最終会議を開催した（「第2 3（2）①（iii）Framatome」を参照。）。

さらに、2016年6月3日、取締役会は、コレット・ルウィネ氏が議長を務め、社外取締役およびクレール・ブディニ氏によって構成されるワークグループに対して、EDFの経営陣とともにEDFとフランス政府の間で行われるフェッセンハイム発電所の早期閉鎖に関する協議を監視すること、および取締役会が審議を行うために取締役会に提出する前にフランス政府との間で締結される補償契約の条件の検討を委任することを決議した。したがって、かかるワークグループはその職務遂行に必要な情報を当社から入手し、また関連する利害関係者と連絡を取ることができる。かかるワークグループは、経済・財務顧問および法律顧問による助言を得た。かかるワークグループは、2016年および2017年において複数回招集され、フランス政府とEDFの間の和解契約書案に関する意見書を作成し、2017年1月24日に取締役会の承認を得るために提出された。2017年4月6日の取締役会の前に最終会議が開催され、フランス政府との和解契約書を締結することに対するEDFの承認を確認した。

#### ③ 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会全体への提出前に一定のプロジェクトの検討および準備を担う5つの委員会を設置している。かかる専門分野別の委員会は、監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会（旧倫理委員会。下記「第5 5（1）③（iv）ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会」を参照。）ならびに任命報酬委員会である。

各委員会の構成員、機能および任務は、取締役会内部規則の規定による。

各委員会は、取締役会により選出された取締役を3名以上含み、取締役会が各委員会の委員長を任命する。当社の定款により、委員会は、従業員を代表する取締役を1名以上含むことが要求されている。

2018年3月15日現在、取締役会の各委員会の委員長は、以下のとおりである。

- ・戦略委員会については、ジャン・ベルナル・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、フィリップ・クルゼ氏
- ・ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会については、コレット・ルウィネ氏
- ・任命報酬委員会については、ブルーノ・ラフォン氏

各委員会の構成については、下記に記載する。

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総統制部長は、各委員会会議に出席することができる。

かかる委員会の取組みは、年間プログラムにおいて組織されている。かかる会議は、書面の議事録および報告書により記録され、各委員会の委員長は取締役会にこれを提出する。

取締役会内部規則は、取締役会の議題において各委員会の検討事項が含まれている場合、当該委員会が取締役会の前に十分な時間を設けて委員会を開催しなければならないと規定している。

各委員会は、会長兼最高経営責任者を含む当社執行役員が委員会の会議に参加することを要請することができる。また、各委員会は、取締役会に報告することを条件として、当社の従業員または従業員でないその他の関係者の参加を要請することができるが、かかる参加に関して会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。各委員会は、取締役会に報告するこ



とを条件として、議題について外部の専門的な助言および調査を当社の負担で要求することができるが、かかる要求に関して  
会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。

2017年における委員会全体の平均出席率は96%であった。各委員会の平均出席率は下記に記載する。

## (i) 監査委員会

## 構成員

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、当社執行役員を含まない。

以下の表は、2018年3月15日現在の監査委員会の構成員の概要である。

## 監査委員会の構成員

|                  |     |                              |
|------------------|-----|------------------------------|
| マリー・クリスティーヌ・ルブティ | 委員長 | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| ジャッキー・ショラン       | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| フィリップ・クルゼ        | 委員  | 株主総会により任命された社外取締役            |
| コレット・ルウィネ        | 委員  | 株主総会により任命された社外取締役            |
| マリー・エレーヌ・メイリン    | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| ローランス・パリゾ        | 委員  | 株主総会により任命された社外取締役            |
| ジャン・ポール・リニャック    | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| クリスチャン・タクシル      | 委員  | 従業員により選任された取締役               |

|           |     |
|-----------|-----|
| 委員数       | 8   |
| 社外取締役の人数  | 3   |
| 社外取締役の割合* | 75% |

\*従業員を代表する取締役を除く。したがって、監査委員会の社外取締役の割合は、AFEP-MEDEF規約による最低3分の2の基準に対して、4分の3となっている。

2017年、取締役会はマキシム・ヴィロタ氏の後任として、ジャン・ポール・リニャック氏を監査委員会委員に任命した。

フランス商法第L.823-19条に、監査委員会委員のうち最低1名以上は、専門的な財務会計能力を有し、かつ取締役会により規定され公表された基準に照らして独立性を有する者であることと規定されている。また、AFEP-MEDEF規約においても、監査委員会の委員は専門的な財務会計能力を有することと勧告されている。

2014年12月10日開催の合同会議において、倫理委員会および任命報酬委員会は、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏の状況を検討し、通知書を取締役に提出した。2014年12月10日開催の取締役会において、当該取締役は、フランス金融市場監督局（AMF）がその2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書において勧告した基準に照らして、専門的な財務会計能力を有していると判断された。2017年1月24日、取締役会はまた、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏について、社外取締役としての分類を確認した。したがって、当該委員会委員の3名は、フランス商法第L.823-19条において言及されている能力および独立性の両方の基準を満たしている。

## 任務

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定に従って与えられた職務を取締役会の監視の下遂行する。同条に基づき、監査委員会は主として以下の職務を与えられている。

- ・財務情報の作成過程の監視およびその整合性を保証するための勧告
- ・会計および財務情報の作成および処理過程について、内部統制、リスク管理および内部監査システムの有効性の監視
- ・法定監査人の職務遂行の監視、法定監査人の独立性の確保およびフランス商法第L.822-11-2条において言及されている業務に関する規定の承認

監査委員会は、職務遂行のために以下について審査し、取締役会に意見を提出する。

- ・当社の財務状態、中期計画およびその予算
- ・財務部門の作成する個別および連結の年次および半期財務書類ならびに財務書類報告書の草案
- ・リスクおよび内部統制の監視（当グループのリスク分類、リスクの検出、予想および管理の手法ならびに内部統制プロセスの構築および評価）
- ・監査（年次監査プログラム、監査によって発見された主要な所見および是正措置ならびにかかる措置の実施の監視）
- ・法定監査人の監視（法定監査人の選定手続の調整、会計監査役高等評議会の所見および結論を踏まえた法定監査人の職務遂行の監視（適用ある場合）、法定監査人の適用文書に規定される独立性の条件の遵守の確認、報酬額に対する意見、取締役会が2016年11月3日に承認した手続に基づく法定監査人による非監査手続の規定の承認）
- ・特に重要である外部的成長または売却の取引の財務面（「第5 5（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）
- ・保険、エネルギー市場に関するリスクおよび当グループの契約相手方の破産に関するリスクの方針

監査委員会による財務書類の審査は、財務書類の準備に関する基準、適用される基準枠、実施された監査手法および監査業務または限定的なレビューの結果を示す監査人による発表に付随して行われる。法定監査人は、年次および半期財務書類を検討する監査委員会の会議に加えて、リスク監視、内部統制および監査を検討する会議にも出席する。

監査委員会は、業務の一環として、法定監査人および経営陣ならびに企業財務部門、当グループのリスク統制部門および内部監査部門と定期的に接触している。

## 2017年の活動

以下の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示す。

|         | 2016年 | 2017年 |
|---------|-------|-------|
| 会議の回数   | 8     | 5     |
| 平均出席率   | 87.5% | 92.5% |
| 会議の平均時間 | 3時間   | 3時間7分 |

2017年において、監査委員会は、他の任務の中でも、特に年次財務書類および半期財務書類ならびに法定監査人による財務書類の監査結果の要点の発表、2018年度予算および2018年-2021年中期計画、2017年度の財務書類の決算を目的とした資産価値の見直し、リスク分類およびリスク管理手法、電力市場およびカウンターパーティー・リスク、内部監査概略報告および監査プログラム、従業員の給付債務および当グループの負債の変動費、2017年-2018年の財務管理および金融リスク統制に関する契約、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの検討後の行動計画ならびにサイバー・セキュリティ・リスクを審査した。

EDFの取締役会が2016年11月3日に承認した手続きに基づき、監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが財務書類の証明以外のサービスを提供することを承認し、当該手続きの条件に基づく事前承認手続きの一環として提供されたサービスについての報告を受けた。

監査委員会は、2017事業年度中の委員会の議題について外部の専門的な助言を要求せず調査を命じなかった。

## (ii) 原子力監視委員会

### 構成員

以下の表は、2018年3月15日現在の原子力監視委員会の構成員の概要である。

#### 原子力監視委員会の構成員

|                 |     |                              |
|-----------------|-----|------------------------------|
| フィリップ・クルゼ       | 委員長 | 株主総会により任命された社外取締役            |
| オリヴィエ・アペール      | 委員  | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| クリストフ・キュビリエ     | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| マリー・クリスティヌ・ルプティ | 委員  | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| マリー・エレヌ・メイリン    | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| ミシェル・ルソー        | 委員  | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| 委員数             |     | 6                            |
| 社外取締役の人数        |     | 1                            |
| 社外取締役の割合*       |     | 25%                          |

\*従業員を代表する取締役を除く。

2017事業年度中、取締役会はマキシム・ヴィロタ氏の後任として、クリストフ・キュビリエ氏を原子力監視委員会委員に任命した。

### 任務

原子力監視委員会（NCMC）は、長期の原子力費用の資金調達の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号の第9条の規定に従って設置された。

原子力監視委員会は、原子力負債の値および関連規定の変更を監視すること、専用資産に関する統制上の課題、資産と負債の整合に係る規則および戦略的配分に対する見解を發表すること、ならびに当社が構築した資産の管理の結果を確認し、かかる管理を専用資産の構成、管理および金融リスクの統制のための規則と確実に適合させることを課せられている。原子力監視委員会は、フランス環境法第L.594-1条に規定されている費用の資金調達のための内部統制手続について取締役会に対し意見を述べる。

同委員会は、取締役会に任命された独立した専門家（現在のNCFECの委員は、2016年11月3日にNCMCの推薦に基づき取締役会により3年任期で再任または任命された。）により構成された原子力財務専門委員会(NCFEC)の作業結果に依拠している。NCFECの任務は、資産と負債の整合および専用資産の管理に関する事項について当社およびその組織をサポートすることである。

最後に、同委員会は、非上場資産への投資に先立ち、単価が400百万ユーロを超えるプロジェクトおよび（投資の結果、当社が投資対象を全部連結することとなる場合）単価が200百万ユーロを超えるプロジェクト（不動産を除く。）に関して意見を述べる。同委員会が投資に関する計画に関して否定的な意見を示す場合、取締役会が当該計画を承認する独占的権限を有する。

## 2017年の活動

以下の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示す。

|         | 2016年  | 2017年  |
|---------|--------|--------|
| 会議の回数   | 3      | 3      |
| 平均出席率   | 100%   | 94.4%  |
| 会議の平均時間 | 2時間20分 | 2時間11分 |

原子力監視委員会は、2017年において、とりわけ、原子力引当金のカバー状況および割引率、帳簿上および簿外の専用資産のポートフォリオのパフォーマンス、投資決定および見通し（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）、原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告書およびそれに含まれる内部統制報告書の2017年度年次更新文書、第1世代の原子力発電所の廃炉プログラムならびに長寿命の高レベル廃棄物および中レベル廃棄物に関する地層処分産業センターのプロジェクト（Cigéo）の進捗状況、ならびに同委員会が意見を示すために提出された専用資産の構成および管理ならびに金融リスク管理のための方針の枠組みへの変更について審議した。

**(iii) 戦略委員会****構成員**

戦略委員会の委員でない取締役も同委員会の会議に出席することができる。

以下の表は、2018年3月15日現在の戦略委員会の構成員の概要である。

**戦略委員会の構成員**

|                  |     |                              |
|------------------|-----|------------------------------|
| ジャン・ベルナル・レヴィ     | 委員長 | 会長兼最高経営責任者、株主総会により任命された取締役   |
| オリヴィエ・アペール       | 委員  | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| ジャッキー・ショラン       | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| モーリス・グルドー・モンターニュ | 委員  | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| マリー・エレヌ・メイリン     | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| ローランス・パリゾ        | 委員  | 株主総会により任命され社外取締役             |
| ジャン・ポール・リニャック    | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| クリスチャン・タクシル      | 委員  | 従業員により選任された取締役               |
| マルタン・ヴィアル        | 委員  | フランス政府を代表する取締役               |

**任務**

戦略委員会は、当社の主要な戦略的目標、特に、複数年にわたるエネルギー計画の目標に従うために実行される活動が記載される企業戦略計画（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、EDF中央企業委員会の協議を目的として策定された当社の戦略的な目標、公共サービス契約（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、戦略契約、提携およびパートナーシップならびに研究開発方針について、取締役会に意見書を提出する。

**2017年の活動**

以下の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示す。

|         | 2016年  | 2017年  |
|---------|--------|--------|
| 会議の回数   | 5      | 3      |
| 平均出席率*  | 97.8%  | 100%   |
| 会議の平均時間 | 2時間20分 | 3時間10分 |

\*出席率は、（取締役も全員会議に参加することができるが）戦略委員会委員のみに基づいて算定された。

2017年において、戦略委員会は、特にFramatomeのクルーズ・フォルジュ発電所における重要な技術の維持管理に関して原子力エネルギーの高等委員会委員であるイヴ・プレシェ氏を含む専門家の団体が作成した報告書および本書に要約されている勧告を考慮したクルーズの現場の改善計画、Framatomeの状況および見通し、当グループの再生可能エネルギー部門による投資およびその戦略の監視、フランス原子力発電所の更新の戦略に関する議論、フランスの原子力分野に関連する課題および新たなEPRモデルの選択、2018年-2021年中期計画の戦略的内容および基本的前提、ならびにフランス労働法第L.2323-10条に基づく中央企業委員会との協議を目的とした戦略的目標について検討した。

**(iv) ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会**

2018年1月24日の取締役会にて、取締役会は、倫理委員会の名称をガバナンスおよび企業の社会的責任委員会に変更し、責任の範囲を拡大した。

**構成員**

以下の表は、2018年3月15日現在のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の構成員の概要である。

**ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の構成員**

|               |     |                   |
|---------------|-----|-------------------|
| コレット・ルウィネ     | 委員長 | 株主総会により任命された社外取締役 |
| クリスティーヌ・シャボティ | 委員  | 従業員により選任された取締役    |
| ジャッキー・ショラン    | 委員  | 従業員により選任された取締役    |

|               |    |                              |
|---------------|----|------------------------------|
| ブルーノ・レシュヴァン   | 委員 | フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役 |
| マリー・エレーヌ・メイリン | 委員 | 従業員により選任された取締役               |
| クレール・プディニ     | 委員 | 株主総会により任命された社外取締役            |
| <hr/>         |    |                              |
| 委員数           |    | 6                            |
| 社外取締役の人数      |    | 2                            |
| 社外取締役の割合*     |    | 67%                          |

\*従業員を代表する取締役を除く。

## 任務

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、コーポレート・ガバナンスに関する課題を監督し、当社の組織を通じて、とりわけAFEP-MEDEF規約に規定される良いガバナンスの原則および規則の導入を確認する。同委員会は、取締役会の機能もしくは権限の変化または取締役内部規則に関して提言することができ、また取締役会の取組みおよび当社の経営に対して倫理的配慮が確実になされるようにすることをその職務としている。ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、当グループの企業の社会的責任方針について取締役会に助言し、当社の倫理・コンプライアンスへのアプローチについて検討する。ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、毎年、任命報酬委員会とともに、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に照らし取締役の個人の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、取締役会およびその委員会の機能について年次審査を行っている。また、3年に1回、正式な審査を専門の外部のコンサルタントに委託し、同委員会はこれを監督する（「第5 5（1）②（v）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。同委員会は、同委員会が認識したかまたは会長もしくは取締役会によって報告された利益相反の状況について検討し、意見を発表し、また、かかる状況について取締役会に報告する。

## 2017年の活動

以下の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示す。

|         | 2016年  | 2017年  |
|---------|--------|--------|
| 会議の回数   | 6      | 7      |
| 平均出席率   | 88.9%  | 92.9%  |
| 会議の平均時間 | 1時間10分 | 1時間35分 |

2017年において、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、特に2016年の「My EDF」の内部調査の結果、2016年の倫理・コンプライアンス審査の結果および2017年の優先事項の結果、取締役会およびその各委員会の機能に関する2016年の外部的評価の結果、当グループの安全衛生方針、EDFの持続可能な開発方針および企業の社会的責任の目標、職業上の平等および同一賃金に関する当グループの方針および結果、EDFグループのメディエーターによる2016年の報告書、障害者に関する方針、宗教的価値に関する報告書、EDFの請負業者との関係および責任ある購入に関する当グループの方針、ならびに親会社および下請業者への注意義務に関する2017年3月27日付法律第2017-399号に基づきEDFが策定する注意計画草案の原則について検討した。同委員会は、取締役会およびその委員会の機能に関する2017年内部審査の基準として使用された質問表を検討し、また、取締役会に提出される前にかかる審査結果を検討した。

さらに同委員会は、AFEP-MEDEF規約によって定義されている基準に基づく取締役の独立性を検討するために、かかる事項について取締役会が検討する前の2017年の初めに任命報酬委員会との合同会議を開催した。

## （v） 任命報酬委員会

### 構成員

以下の表は、2018年3月15日現在の任命報酬委員会の構成員の概要である。

### 任命報酬委員会の構成員

|               |     |                   |
|---------------|-----|-------------------|
| ブルーノ・ラフォン     | 委員長 | 株主総会により任命された社外取締役 |
| クリスティーヌ・シャボティ | 委員  | 従業員により選任された取締役    |
| コレット・ルウィネ     | 委員  | 株主総会により任命された社外取締役 |
| マルタン・ヴィアル     | 委員  | フランス政府を代表する取締役    |

|           |     |
|-----------|-----|
| 委員数       | 4   |
| 社外取締役の人数  | 2   |
| 社外取締役の割合* | 67% |

\*従業員を代表する取締役を除く。

2017事業年度中、取締役会はマキシム・ヴィロタ氏の後任として、クリスティーヌ・シャボティ氏を任命報酬委員会委員に任命した。

## 任務

任命報酬委員会は、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して勧告または提案を提出する。同委員会は、必要に応じて潜在的な候補者の選定方法を監督し、かかる候補者にアプローチする前にかかる候補者に関する独自の調査を実施することができる。同委員会は、必要に応じて会長兼最高経営責任者が提案した最高経営責任者代理に任命する候補者について、取締役会に意見書を提出することができる。同委員会は、常務取締役および当グループの執行役員の予期せぬ継承または任期が終了した場合の継承を見越して、継承計画を確実に保持するようにする。会長兼最高経営責任者は、必要に応じて、同委員会の業務、特に取締役の任命に関する業務に携わる。

任命報酬委員会は、報酬に関して、会長兼最高経営責任者ならびに（必要に応じて）最高経営責任者代理の報酬における固定、変動および特別項目ならびにすべての種類の手当の決定および配分のための原則および基準を検討し、当該原則および基準についての意見を提出する。

任命報酬委員会は、かかる報酬および手当の協議および決定のために取締役会に意見書を提出する。同委員会委員長は、経済担当大臣からの承認を得るために、かかる意見書を提出する。同委員会は、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の監督に関する2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令を改正）で定める制限内で提言書を作成する。同命令の規定に従い、会長兼最高経営責任者の年間報酬は総額450,000ユーロを超えてはならない。

同委員会は、当グループの執行委員会および主要執行役員の報酬方針ならびに取締役に支払われる取締役報酬の配分にあたっての金額および条件について取締役会に意見書を提出する。

任命報酬委員会は、毎年、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会とともに、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に基づき取締役の個人の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。

## 2017年の活動

以下の表は、2016事業年度および2017事業年度に関連する統計データを示す。

|         | 2016年 | 2017年 |
|---------|-------|-------|
| 会議の回数   | 5     | 4     |
| 平均出席率   | 95%   | 100%  |
| 会議の平均時間 | 30分   | 16分   |

2017年において、任命報酬委員会は、特に2017事業年度の会長兼最高経営責任者の報酬ならびにマキシム・ヴィロタ氏およびクリスチャン・マセ氏のそれぞれの後任者であるクリストフ・キュビリエ氏およびモーリス・グルドー・モンターニュ氏の候補について検討し、取締役会に意見書を提出した。

さらに同委員会は、AFEP-MEDEF規約によって定義されている基準に基づく取締役の独立性を検討するために、かかる事項について取締役会が検討する前の2017年の初めに、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会との合同会議を開催した。

## ④ 経営幹部によって創設された機関

会長兼最高経営責任者は、当グループのすべての事業分野からの代表者を含む執行委員会による支援を受ける。

執行委員会は、当グループの経営上および戦略上の問題について決定、考察および議論を行う機関である。執行委員会は、当グループのすべての重要な基本的および現行の諸問題について検討し、経営目標と経営成績を監視し、EDFグループの主要な課題に関する管理および予測に貢献する。執行委員会は、重要なプロジェクト、特に一定の基準金額を超過する当グループの投資案件または投資引揚案件について検討し、承認する。執行委員会は、原則として毎週会議を行う。

各プロジェクトの審査および監視を一層強化するために、執行委員会直属のコミットメント委員会は、コミットメントの水準の観点から最も重要なプロジェクトまたは発生したリスクに関し、執行委員会が決定を行う前の徹底した精査を担当する。

当社の投資案件はすべて、取締役会に検討のため提出されるに先立ち、まずコミットメント委員会の承認を得なければなら  
ない。

2018年3月15日現在、執行委員会は、委員13名および秘書役で構成されていた。



## (2) 【監査報酬の内容等】

## ① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

以下の表は、2017年において法定監査人およびそのネットワークが行った業務について支払われた費用を示している。

| (単位：千ユーロ(千円))                | Deloitteネットワーク                      |             | KPMGネットワーク                          |             |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|                              | 金額 (税引後)                            | %           | 金額 (税引後)                            | %           |
| <b>監査</b>                    |                                     |             |                                     |             |
| 法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査       |                                     |             |                                     |             |
| EDF                          | 3,103<br>(393,243)                  | 22.1        | 3,012<br>(381,711)                  | 19.7        |
| 完全連結子会社 <sup>(1)</sup>       | 5,133<br>(650,505)                  | 36.4        | 10,024<br>(1,270,342)               | 65.6        |
| <b>小計</b>                    | <b>8,236</b><br><b>(1,043,748)</b>  | <b>58.5</b> | <b>13,036</b><br><b>(1,652,052)</b> | <b>85.3</b> |
| <b>非監査サービス<sup>(2)</sup></b> |                                     |             |                                     |             |
| EDF                          | 906<br>(114,817)                    | 6.4         | 778<br>(98,596)                     | 5.1         |
| 完全連結子会社 <sup>(1)</sup>       | 4,944<br>(626,553)                  | 35.1        | 1,473<br>(186,673)                  | 9.6         |
| <b>小計</b>                    | <b>5,850</b><br><b>(741,371)</b>    | <b>41.5</b> | <b>2,251</b><br><b>(285,269)</b>    | <b>14.7</b> |
| <b>合計</b>                    | <b>14,086</b><br><b>(1,785,119)</b> | <b>100</b>  | <b>15,287</b><br><b>(1,937,322)</b> | <b>100</b>  |

(1) その監査報酬が連結損益計算書に計上される完全連結子会社および被共同支配事業体。

(2) 適用法令および規則により要求されるサービス、および当グループからの要請に基づき提供されるサービス。非監査サービスとは、主に (i) 2017年3月の増資に係るデュー・デリジェンス、(ii) フランス商法第L.225-102-1により要求される財務および会計情報または社会情報の、環境・社会情報に関する外部報告書、(iii) 事業体の売却に関連するサービス、(iv) 現地の法律により規定される税務サービス、ならびに (v) 財務情報の作成と関連性のない業務プロセスのレビューならびに会計および情報システムのコンサルティングサービスを指す。

## 2016年の監査報酬

以下の表は、2016年において法定監査人およびそのネットワークが行った業務について支払われた費用を示している。

| (単位：千ユーロ(千円))          | Deloitteネットワーク                |             | KPMGネットワーク                    |             |
|------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------|
|                        | 金額 (税引後)                      | %           | 金額 (税引後)                      | %           |
| <b>監査</b>              |                               |             |                               |             |
| 法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査 |                               |             |                               |             |
| EDF                    | 3,701<br>(469,028)            | 21.8        | 3,535<br>(447,991)            | 26.0        |
| 完全連結子会社                | 6,787<br>(860,117)            | 40.0        | 8,639<br>(1,094,820)          | 63.7        |
| <b>小計</b>              | <b>10,488<br/>(1,329,144)</b> | <b>61.8</b> | <b>12,174<br/>(1,542,811)</b> | <b>89.7</b> |
| <b>非監査サービス</b>         |                               |             |                               |             |
| EDF                    | 1,973<br>(250,038)            | 11.6        | 448<br>(56,775)               | 3.3         |
| 完全連結子会社                | 4,507<br>(571,172)            | 26.6        | 951<br>(120,520)              | 7.0         |
| <b>小計</b>              | <b>6,480<br/>(821,210)</b>    | <b>38.2</b> | <b>1,399<br/>(177,295)</b>    | <b>10.3</b> |
| <b>合計</b>              | <b>16,968<br/>(2,150,355)</b> | <b>100</b>  | <b>13,573<br/>(1,720,106)</b> | <b>100</b>  |

### ②【その他重要な報酬の内容】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

### ③【外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

### ④【監査報酬の決定方針】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

## 第6【経理の状況】

a 本書記載のフランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）および連結子会社（以下、当社および連結子会社を合わせて「当グループ」という。）の原文の連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）に準拠して作成されている。また、本書記載の当社の原文の個別財務諸表は、フランスにおける諸法令および一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている。邦文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「邦文の財務書類」という。）は、原文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「原文の財務書類」という。）の翻訳に、下記の円換算額を併記したものである。当グループの財務書類の日本における開示については、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号。以下「財務諸表等規則」という。）第131条第1項の規定が適用されている。

邦文の財務書類には、財務諸表等規則に基づき、原文の財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2018年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝126.73円の為替レートが使用されている。

なお、財務諸表等規則に基づき、日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計処理の原則および手続ならびに表示方法の一定の差異については、第6の「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」に記載されている。

円換算額および第6の「2 主な資産・負債及び収支の内容」から「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」までの事項は原文の財務書類には記載されておらず、当該事項における原文の財務書類への参照事項を除き、下記bの監査証明に相当すると認められる証明の対象になっていない。

b 原文の財務書類は、外国監査法人等（「公認会計士法」（昭和23年法律第103号）第1条の3第7項に規定されている外国監査法人等をいう。）であるデロイト・エ・アソシエおよびKPMGオーディット（フランスにおける独立監査人）から、「金融商品取引法」（昭和23年法律第25号）第193条の2第1項第1号に規定されている監査証明に相当すると認められる証明を受けている。その監査報告書の原文および訳文は、本書に掲載されている。

1【財務書類】

(1) 連結財務諸表

連結損益計算書

|                                             | 注記        | 2017年度         |                | 2016年度         |                |
|---------------------------------------------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                                             |           | 百万ユーロ          | 億円             | 百万ユーロ          | 億円             |
| 売上高                                         | 7         | 69,632         | 88,245         | 71,203         | 90,236         |
| 購入燃料およびエネルギー費用                              | 8         | (37,641)       | (47,702)       | (36,050)       | (45,686)       |
| その他の対外費用                                    | 9         | (8,739)        | (11,075)       | (8,902)        | (11,282)       |
| 人件費                                         | 10        | (12,456)       | (15,785)       | (12,543)       | (15,896)       |
| 法人所得税以外の税金                                  | 11        | (3,541)        | (4,488)        | (3,656)        | (4,633)        |
| その他の営業収益および営業費用                             | 12        | 6,487          | 8,221          | 6,362          | 8,063          |
| <b>減価償却費および償却費控除前営業利益</b>                   |           | <b>13,742</b>  | <b>17,415</b>  | <b>16,414</b>  | <b>20,801</b>  |
| トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額 |           | (355)          | (450)          | (262)          | (332)          |
| 減価償却費および償却費（純額）                             | 22.2      | (8,537)        | (10,819)       | (7,966)        | (10,095)       |
| 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額                        |           | (58)           | (74)           | (41)           | (52)           |
| （減損）／戻入                                     | 13        | (518)          | (656)          | (639)          | (810)          |
| その他の収益および費用                                 | 14        | 1,363          | 1,727          | 8              | 10             |
| <b>営業利益</b>                                 |           | <b>5,637</b>   | <b>7,144</b>   | <b>7,514</b>   | <b>9,522</b>   |
| 総金融負債に係る費用                                  | 15.1      | (1,778)        | (2,253)        | (1,827)        | (2,315)        |
| 割引の影響                                       | 15.2      | (2,959)        | (3,750)        | (3,417)        | (4,330)        |
| その他の金融収益および費用                               | 15.3      | 2,501          | 3,170          | 1,911          | 2,422          |
| <b>金融損益</b>                                 | <b>15</b> | <b>(2,236)</b> | <b>(2,834)</b> | <b>(3,333)</b> | <b>(4,224)</b> |
| <b>連結会社の税引前利益</b>                           |           | <b>3,401</b>   | <b>4,310</b>   | <b>4,181</b>   | <b>5,299</b>   |
| 法人所得税                                       | 16        | (147)          | (186)          | (1,388)        | (1,759)        |
| 関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分                     | 23        | 35             | 44             | 218            | 276            |
| <b>グループの純利益</b>                             |           | <b>3,289</b>   | <b>4,168</b>   | <b>3,011</b>   | <b>3,816</b>   |
| <b>EDFの純利益</b>                              |           | <b>3,173</b>   | <b>4,021</b>   | <b>2,851</b>   | <b>3,613</b>   |
| <b>非支配持分に帰属する純利益</b>                        |           | <b>116</b>     | <b>147</b>     | <b>160</b>     | <b>203</b>     |
| <b>1株当たり利益（EDF持分）：</b>                      | <b>17</b> | <b>ユーロ</b>     | <b>円</b>       | <b>ユーロ</b>     | <b>円</b>       |
| 1株当たり利益                                     |           | 0.98           | 124            | 1.15           | 146            |
| 希薄化後1株当たり利益                                 |           | 0.98           | 124            | 1.15           | 146            |

## 連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)

## グループの純利益

売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

売却可能金融資産の公正価値の関連会社および  
共同支配企業持分

## 売却可能金融資産の公正価値の変動

ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業  
持分

## ヘッジ手段の公正価値の変動

換算調整―被支配企業

換算調整―関連会社および共同支配企業

## 換算調整

後に損益に振り替えられる自己資本直入損益

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)

関連する税効果

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の  
関連会社および共同支配企業持分

雇用後給付に係る数理計算上の損益

後に損益に振り替えられない自己資本直入損益

自己資本直入損益合計

連結包括利益

|                                         | 2017年度  |                       |         | 2016年度  |                       |         |
|-----------------------------------------|---------|-----------------------|---------|---------|-----------------------|---------|
|                                         | EDFの純利益 | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 | 合計      | EDFの純利益 | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 | 合計      |
| グループの純利益                                | 3,173   | 116                   | 3,289   | 2,851   | 160                   | 3,011   |
| 売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)                   | 107     | -                     | 107     | 318     | -                     | 318     |
| 関連する税効果                                 | (61)    | -                     | (61)    | (116)   | -                     | (116)   |
| 売却可能金融資産の公正価値の関連会社および<br>共同支配企業持分       | 77      | -                     | 77      | 21      | -                     | 21      |
| 売却可能金融資産の公正価値の変動                        | 123     | -                     | 123     | 223     | -                     | 223     |
| ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)                      | 1,513   | 4                     | 1,517   | 290     | 26                    | 316     |
| 関連する税効果                                 | (361)   | (2)                   | (363)   | 268     | (8)                   | 260     |
| ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業<br>持分          | 6       | -                     | 6       | (15)    | -                     | (15)    |
| ヘッジ手段の公正価値の変動                           | 1,158   | 2                     | 1,160   | 543     | 18                    | 561     |
| 換算調整―被支配企業                              | (970)   | (169)                 | (1,139) | (2,755) | (380)                 | (3,135) |
| 換算調整―関連会社および共同支配企業                      | (531)   | -                     | (531)   | 43      | -                     | 43      |
| 換算調整                                    | (1,501) | (169)                 | (1,670) | (2,712) | (380)                 | (3,092) |
| 後に損益に振り替えられる自己資本直入損益                    | (220)   | (167)                 | (387)   | (1,946) | (362)                 | (2,308) |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)                | 1,061   | 60                    | 1,121   | 468     | 93                    | 561     |
| 関連する税効果                                 | (337)   | (12)                  | (349)   | (175)   | (16)                  | (191)   |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の<br>関連会社および共同支配企業持分 | 16      | -                     | 16      | (352)   | -                     | (352)   |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益                        | 740     | 48                    | 788     | (59)    | 77                    | 18      |
| 後に損益に振り替えられない自己資本直入損益                   | 740     | 48                    | 788     | (59)    | 77                    | 18      |
| 自己資本直入損益合計                              | 520     | (119)                 | 401     | (2,005) | (285)                 | (2,290) |
| 連結包括利益                                  | 3,693   | (3)                   | 3,690   | 846     | (125)                 | 721     |

(単位：億円)

## グループの純利益

売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

売却可能金融資産の公正価値の関連会社および  
共同支配企業持分

## 売却可能金融資産の公正価値の変動

ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業  
持分

## ヘッジ手段の公正価値の変動

換算調整―被支配企業

換算調整―関連会社および共同支配企業

## 換算調整

後に損益に振り替えられる自己資本直入損益

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)

関連する税効果

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の  
関連会社および共同支配企業持分

雇用後給付に係る数理計算上の損益

後に損益に振り替えられない自己資本直入損益

自己資本直入損益合計

連結包括利益

|                                         | 2017年度  |                       |         | 2016年度  |                       |         |
|-----------------------------------------|---------|-----------------------|---------|---------|-----------------------|---------|
|                                         | EDFの純利益 | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 | 合計      | EDFの純利益 | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 | 合計      |
| グループの純利益                                | 4,021   | 147                   | 4,168   | 3,613   | 203                   | 3,816   |
| 売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)                   | 136     | -                     | 136     | 403     | -                     | 403     |
| 関連する税効果                                 | (77)    | -                     | (77)    | (147)   | -                     | (147)   |
| 売却可能金融資産の公正価値の関連会社および<br>共同支配企業持分       | 98      | -                     | 98      | 27      | -                     | 27      |
| 売却可能金融資産の公正価値の変動                        | 156     | -                     | 156     | 283     | -                     | 283     |
| ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)                      | 1,917   | 5                     | 1,922   | 368     | 33                    | 400     |
| 関連する税効果                                 | (457)   | (3)                   | (460)   | 340     | (10)                  | 329     |
| ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業<br>持分          | 8       | -                     | 8       | (19)    | -                     | (19)    |
| ヘッジ手段の公正価値の変動                           | 1,468   | 3                     | 1,470   | 688     | 23                    | 711     |
| 換算調整―被支配企業                              | (1,229) | (214)                 | (1,443) | (3,491) | (482)                 | (3,973) |
| 換算調整―関連会社および共同支配企業                      | (673)   | -                     | (673)   | 54      | -                     | 54      |
| 換算調整                                    | (1,902) | (214)                 | (2,116) | (3,437) | (482)                 | (3,918) |
| 後に損益に振り替えられる自己資本直入損益                    | (279)   | (212)                 | (490)   | (2,466) | (459)                 | (2,925) |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)                | 1,345   | 76                    | 1,421   | 593     | 118                   | 711     |
| 関連する税効果                                 | (427)   | (15)                  | (442)   | (222)   | (20)                  | (242)   |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の<br>関連会社および共同支配企業持分 | 20      | -                     | 20      | (446)   | -                     | (446)   |
| 雇用後給付に係る数理計算上の損益                        | 938     | 61                    | 999     | (75)    | 98                    | 23      |
| 後に損益に振り替えられない自己資本直入損益                   | 938     | 61                    | 999     | (75)    | 98                    | 23      |
| 自己資本直入損益合計                              | 659     | (151)                 | 508     | (2,541) | (361)                 | (2,902) |
| 連結包括利益                                  | 4,680   | (4)                   | 4,676   | 1,072   | (158)                 | 914     |

- (1) 売却可能金融資産およびヘッジ手段について利益に振り替えられた公正価値の変動総額は、それぞれ注記36.2.2および41.4に記載されている。
- (2) 数理計算上の損益の変動総額については、注記31.1.2に記載されている。

## 連結貸借対照表

| 資 産                        | 注記   | 2017年12月31日現在  |                | 2016年12月31日現在  |                |
|----------------------------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                            |      | 百万ユーロ          | 億円             | 百万ユーロ          | 億円             |
| のれん                        | 18   | 10,036         | 12,719         | 8,923          | 11,308         |
| その他の無形資産                   | 19   | 8,896          | 11,274         | 7,450          | 9,441          |
| フランスの公共配電委譲運営有形固定資産        | 20   | 54,739         | 69,371         | 53,064         | 67,248         |
| その他の業務に係る委譲運営有形固定資産        | 21   | 7,607          | 9,640          | 7,616          | 9,652          |
| グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産 | 22   | 75,622         | 95,836         | 70,573         | 89,437         |
| 関連会社および共同支配企業に対する投資        | 23   | 7,249          | 9,187          | 8,645          | 10,956         |
| 非流動金融資産                    | 36   | 36,787         | 46,620         | 35,129         | 44,519         |
| その他の非流動債権                  | 26   | 2,168          | 2,748          | 2,268          | 2,874          |
| 繰延税金資産                     | 16.3 | 1,220          | 1,546          | 1,641          | 2,080          |
| <b>非流動資産</b>               |      | <b>204,324</b> | <b>258,940</b> | <b>195,309</b> | <b>247,515</b> |
| 棚卸資産                       | 24   | 14,138         | 17,917         | 14,101         | 17,870         |
| 営業債権                       | 25   | 23,411         | 29,669         | 23,296         | 29,523         |
| 流動金融資産                     | 36   | 24,953         | 31,623         | 29,986         | 38,001         |
| 当期税金資産                     |      | 673            | 853            | 183            | 232            |
| その他の流動債権                   | 26   | 9,561          | 12,117         | 10,652         | 13,499         |
| 現金および現金同等物                 | 37   | 3,692          | 4,679          | 2,893          | 3,666          |
| <b>流動資産</b>                |      | <b>76,428</b>  | <b>96,857</b>  | <b>81,111</b>  | <b>102,792</b> |
| <b>売却目的保有に分類された資産</b>      | 46   | <b>-</b>       | <b>-</b>       | <b>5,220</b>   | <b>6,615</b>   |
| <b>資産合計</b>                |      | <b>280,752</b> | <b>355,797</b> | <b>281,640</b> | <b>356,922</b> |

  

|                                  | 注記   | 2017年12月31日現在  |                | 2016年12月31日現在  |                |
|----------------------------------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                                  |      | 百万ユーロ          | 億円             | 百万ユーロ          | 億円             |
| <b>自己資本および負債</b>                 |      |                |                |                |                |
| 資本金                              | 27   | 1,464          | 1,855          | 1,055          | 1,337          |
| EDFの純利益および連結剰余金                  |      | 39,893         | 50,556         | 33,383         | 42,306         |
| <b>自己資本（EDF持分）</b>               |      | <b>41,357</b>  | <b>52,412</b>  | <b>34,438</b>  | <b>43,643</b>  |
| 自己資本（非支配持分）                      | 27.5 | 7,341          | 9,303          | 6,924          | 8,775          |
| <b>自己資本合計</b>                    | 27   | <b>48,698</b>  | <b>61,715</b>  | <b>41,362</b>  | <b>52,418</b>  |
| 原子力発電関連引当金一核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料 |      | 46,410         | 58,815         | 44,843         | 56,830         |
| その他の施設廃止引当金                      |      | 1,977          | 2,505          | 1,506          | 1,909          |
| 従業員給付引当金                         | 31   | 20,630         | 26,144         | 21,234         | 26,910         |
| その他の引当金                          | 28   | 2,356          | 2,986          | 2,155          | 2,731          |
| <b>非流動引当金</b>                    | 28   | <b>71,373</b>  | <b>90,451</b>  | <b>69,738</b>  | <b>88,379</b>  |
| フランスの公共配電特別委譲負債                  | 33   | 46,323         | 58,705         | 45,692         | 57,905         |
| 非流動金融負債                          | 38   | 51,365         | 65,095         | 54,276         | 68,784         |
| その他の非流動負債                        | 35   | 4,864          | 6,164          | 4,810          | 6,096          |
| 繰延税金負債                           | 16.3 | 2,362          | 2,993          | 2,272          | 2,879          |
| <b>非流動負債</b>                     |      | <b>176,287</b> | <b>223,409</b> | <b>176,788</b> | <b>224,043</b> |
| 流動引当金                            | 28   | 5,484          | 6,950          | 5,228          | 6,625          |
| 営業債務                             | 34   | 13,994         | 17,735         | 13,031         | 16,514         |
| 流動金融負債                           | 38   | 11,142         | 14,120         | 18,289         | 23,178         |
| 当期税金負債                           |      | 187            | 237            | 419            | 531            |
| その他の流動負債                         | 35   | 24,960         | 31,632         | 24,414         | 30,940         |
| <b>流動負債</b>                      |      | <b>55,767</b>  | <b>70,674</b>  | <b>61,381</b>  | <b>77,788</b>  |
| <b>売却目的保有に分類された資産に関連する負債</b>     | 46   | <b>-</b>       | <b>-</b>       | <b>2,109</b>   | <b>2,673</b>   |
| <b>自己資本および負債合計</b>               |      | <b>280,752</b> | <b>355,797</b> | <b>281,640</b> | <b>356,922</b> |

## 連結キャッシュ・フロー計算書

|                               | 注記   | 2017年度          |                 | 2016年度          |                 |
|-------------------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                               |      | 百万ユーロ           | 億円              | 百万ユーロ           | 億円              |
| <b>営業活動：</b>                  |      |                 |                 |                 |                 |
| <b>連結会社の税引前利益</b>             |      | <b>3,401</b>    | <b>4,310</b>    | <b>4,181</b>    | <b>5,299</b>    |
| 減損/(戻入)                       |      | 518             | 656             | 639             | 810             |
| 減価償却費および償却費、引当金繰入額ならびに公正価値の変動 |      | 9,980           | 12,648          | 9,814           | 12,437          |
| 金融収益および費用                     |      | 764             | 968             | 948             | 1,201           |
| 関連会社および共同支配企業からの受取配当金         |      | 243             | 308             | 330             | 418             |
| 資産譲渡損益                        |      | (2,739)         | (3,471)         | (877)           | (1,111)         |
| 運転資本の変動                       | 43.1 | 1,476           | 1,871           | (1,935)         | (2,452)         |
| <b>営業によるキャッシュ・フロー（純額）</b>     |      | <b>13,643</b>   | <b>17,290</b>   | <b>13,100</b>   | <b>16,602</b>   |
| 金融費用支出（純額）                    |      | (1,209)         | (1,532)         | (1,137)         | (1,441)         |
| 法人所得税支払額                      |      | (771)           | (977)           | (838)           | (1,062)         |
| <b>営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）</b>   |      | <b>11,663</b>   | <b>14,781</b>   | <b>11,125</b>   | <b>14,099</b>   |
| <b>投資活動：</b>                  |      |                 |                 |                 |                 |
| 持分投資の取得、取得現金控除後(1)            |      | (2,463)         | (3,121)         | (127)           | (161)           |
| 持分投資の処分、譲渡現金控除後(2)            |      | 2,472           | 3,133           | 372             | 471             |
| 無形資産および有形固定資産への投資             | 43.2 | (14,747)        | (18,689)        | (14,397)        | (18,245)        |
| 無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）     |      | 1,140           | 1,445           | 508             | 644             |
| 金融資産の変動                       |      | 1,885           | 2,389           | (2,913)         | (3,692)         |
| <b>投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）</b>   |      | <b>(11,713)</b> | <b>(14,844)</b> | <b>(16,557)</b> | <b>(20,983)</b> |
| <b>財務活動：</b>                  |      |                 |                 |                 |                 |
| EDFの増資                        |      | 4,005           | 5,076           | -               | -               |
| 非支配株主との取引(3)                  |      | 481             | 610             | 1,368           | 1,734           |
| 親会社の支払配当金                     | 27.3 | (109)           | (138)           | (165)           | (209)           |
| 非支配株主に対する支払配当金                |      | (183)           | (232)           | (289)           | (366)           |
| 自己株式の買入/売却                    |      | (6)             | (8)             | (2)             | (3)             |
| <b>株主とのキャッシュ・フロー</b>          |      | <b>4,188</b>    | <b>5,307</b>    | <b>912</b>      | <b>1,156</b>    |
| 借入債務の発行                       |      | 2,901           | 3,676           | 9,424           | 11,943          |
| 借入債務の返済                       |      | (6,304)         | (7,989)         | (6,176)         | (7,827)         |
| 永久劣後債の持参人に対する支払額              | 27.4 | (565)           | (716)           | (582)           | (738)           |
| 委譲運営資産に対する受取拠出金               |      | 144             | 182             | 143             | 181             |
| 投資補助金                         |      | 348             | 441             | 417             | 528             |
| <b>財務活動によるその他のキャッシュ・フロー</b>   |      | <b>(3,476)</b>  | <b>(4,405)</b>  | <b>3,226</b>    | <b>4,088</b>    |
| <b>財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）</b>   |      | <b>712</b>      | <b>902</b>      | <b>4,138</b>    | <b>5,244</b>    |
| <b>現金および現金同等物の純増加／（減少）額</b>   |      | <b>662</b>      | <b>839</b>      | <b>(1,294)</b>  | <b>(1,640)</b>  |
| <b>現金および現金同等物の期首残高</b>        |      | <b>2,893</b>    | <b>3,666</b>    | <b>4,182</b>    | <b>5,300</b>    |
| 現金および現金同等物の純増加（減少）額           |      | 662             | 839             | (1,294)         | (1,640)         |
| 為替変動の影響                       |      | (13)            | (16)            | 102             | 129             |
| 現金および現金同等物に係る金融収益             |      | 21              | 27              | 20              | 25              |
| 組替の影響                         |      | 129             | 163             | (117)           | (148)           |
| <b>現金および現金同等物の期末残高</b>        | 37   | <b>3,692</b>    | <b>4,679</b>    | <b>2,893</b>    | <b>3,666</b>    |

(1) Framatomeの取得価額1,868百万ユーロを含む（注記3.2を参照）。

(2) 2017年度のこの項目は、RTE株式所有会社であるCoentreprise de Transport d'ÉlectricitéまたはCTE（旧C25）の一部売却に関連する金額1,282百万ユーロを含む（注記3.4.1を参照）。

(3) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得または処分によるものである。

2017年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Coの増資に対するCGNからの受取拠出金501百万ユーロを含む。

## 連結自己資本変動計算書

| (単位: 百万ユーロ)       | 資本金   | 自己株式 | 換算調整<br>(1) | 金融商品の<br>公正価値<br>修正の影響<br>(2) | その他の<br>連結剰余<br>金および<br>純利益 | 自己資本<br>(EDF持分) | 自己資本<br>(非支配<br>持分) | 自己資本<br>合計 |
|-------------------|-------|------|-------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------|---------------------|------------|
| 2015年12月31日現在自己資本 | 960   | (38) | 4,349       | (2,353)                       | 31,831                      | 34,749          | 5,491               | 40,240     |
| 自己資本計上損益          | -     | -    | (2,712)     | 766                           | (59)                        | (2,005)         | (285)               | (2,290)    |
| 純利益               | -     | -    | -           | -                             | 2,851                       | 2,851           | 160                 | 3,011      |
| 連結包括利益            | -     | -    | (2,712)     | 766                           | 2,792                       | 846             | (125)               | 721        |
| 永久劣後債に係る支払        | -     | -    | -           | -                             | (582)                       | (582)           | -                   | (582)      |
| 支払配当金             | -     | -    | -           | -                             | (2,026)                     | (2,026)         | (288)               | (2,314)    |
| 自己株式の買入/売却        | -     | 9    | -           | -                             | -                           | 9               | -                   | 9          |
| EDFの増資(3)         | 95    | -    | -           | -                             | 1,767                       | 1,862           | -                   | 1,862      |
| その他の変動(4)         | -     | -    | -           | -                             | (420)                       | (420)           | 1,846               | 1,426      |
| 2016年12月31日現在自己資本 | 1,055 | (29) | 1,637       | (1,587)                       | 33,362                      | 34,438          | 6,924               | 41,362     |
| 自己資本計上損益          | -     | -    | (1,501)     | 1,281                         | 740                         | 520             | (119)               | 401        |
| 純利益               | -     | -    | -           | -                             | 3,173                       | 3,173           | 116                 | 3,289      |
| 連結包括利益            | -     | -    | (1,501)     | 1,281                         | 3,913                       | 3,693           | (3)                 | 3,690      |
| 永久劣後債に係る支払        | -     | -    | -           | -                             | (565)                       | (565)           | -                   | (565)      |
| 支払配当金             | -     | -    | -           | -                             | (1,532)                     | (1,532)         | (183)               | (1,715)    |
| 自己株式の買入/売却        | -     | (11) | -           | -                             | -                           | (11)            | -                   | (11)       |
| EDFの増資(5)         | 409   | -    | -           | -                             | 5,018                       | 5,427           | -                   | 5,427      |
| その他の変動(6)         | -     | -    | -           | -                             | (93)                        | (93)            | 603                 | 510        |
| 2017年12月31日現在自己資本 | 1,464 | (40) | 136         | (306)                         | 40,103                      | 41,357          | 7,341               | 48,698     |

| (単位: 億円)          | 資本金   | 自己株式 | 換算調整<br>(1) | 金融商品の<br>公正価値<br>修正の影響<br>(2) | その他の<br>連結剰余<br>金および<br>純利益 | 自己資本<br>(EDF持分) | 自己資本<br>(非支配<br>持分) | 自己資本<br>合計 |
|-------------------|-------|------|-------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------|---------------------|------------|
| 2015年12月31日現在自己資本 | 1,217 | (48) | 5,511       | (2,982)                       | 40,339                      | 44,037          | 6,959               | 50,996     |
| 自己資本計上損益          | -     | -    | (3,437)     | 971                           | (75)                        | (2,541)         | (361)               | (2,902)    |
| 純利益               | -     | -    | -           | -                             | 3,613                       | 3,613           | 203                 | 3,816      |
| 連結包括利益            | -     | -    | (3,437)     | 971                           | 3,538                       | 1,072           | (158)               | 914        |
| 永久劣後債に係る支払        | -     | -    | -           | -                             | (738)                       | (738)           | -                   | (738)      |
| 支払配当金             | -     | -    | -           | -                             | (2,568)                     | (2,568)         | (365)               | (2,933)    |
| 自己株式の買入/売却        | -     | 11   | -           | -                             | -                           | 11              | -                   | 11         |
| EDFの増資(3)         | 120   | -    | -           | -                             | 2,239                       | 2,360           | -                   | 2,360      |
| その他の変動(4)         | -     | -    | -           | -                             | (532)                       | (532)           | 2,339               | 1,807      |
| 2016年12月31日現在自己資本 | 1,337 | (37) | 2,075       | (2,011)                       | 42,280                      | 43,643          | 8,775               | 52,418     |
| 自己資本計上損益          | -     | -    | (1,902)     | 1,623                         | 938                         | 659             | (151)               | 508        |
| 純利益               | -     | -    | -           | -                             | 4,021                       | 4,021           | 147                 | 4,168      |
| 連結包括利益            | -     | -    | (1,902)     | 1,623                         | 4,959                       | 4,680           | (4)                 | 4,676      |
| 永久劣後債に係る支払        | -     | -    | -           | -                             | (716)                       | (716)           | -                   | (716)      |
| 支払配当金             | -     | -    | -           | -                             | (1,942)                     | (1,942)         | (232)               | (2,173)    |
| 自己株式の買入/売却        | -     | (14) | -           | -                             | -                           | (14)            | -                   | (14)       |
| EDFの増資(5)         | 518   | -    | -           | -                             | 6,359                       | 6,878           | -                   | 6,878      |
| その他の変動(6)         | -     | -    | -           | -                             | (118)                       | (118)           | 764                 | 646        |
| 2017年12月31日現在自己資本 | 1,855 | (51) | 172         | (388)                         | 50,823                      | 52,412          | 9,303               | 61,715     |

- (1) 2017年12月31日における換算調整の変動(1,501)百万ユーロは主に、ユーロに対する英ポンドおよび米ドルの下落に関係している。
- (2) これらの変動は、売却可能金融資産の公正価値修正の影響および公正価値の変動後に利益に振り替えられた金額、ならびに、キャッシュ・フローおよび在外事業への純投資をヘッジする金融商品の公正価値修正の影響および終了した契約に関連して利益に振り替えられた金額に相当する。詳細については連結包括利益計算書を参照。
- (3) 2016年度における増資および発行プレミアムの合計1,862百万ユーロは、2015年度に係る株式による配当の残額および2016年度に係る株式による中間配当の支払に関係している。
- (4) 2016年度における「その他の変動」は、2016年9月29日付のHPC Holding Coの33.5%およびSizewell C Holding Coの20%のCGNへの売却による影響額を含む。この取引の影響額は、2016年度の自己資本(EDF持分)における(548)百万ユーロおよび自己資本(非支配持分)における1,510百万ユーロである(注記3.7.2を参照)。

2016年度における「その他の変動」はまた、Cogestar取引による影響額119百万ユーロを含む(注記5.2を参照)。



- (5) 2017年度における資本金およびその他の連結剰余金（発行プレミアム）の変動は、費用控除後で4,005百万ユーロのEDFの増資（注記3.1を参照）、ならびに2016年度に係る株式による配当の残額合計1,024百万ユーロおよび2017年度に係る株式による中間配当合計398百万ユーロの支払（注記27.3を参照）に関係している。
- (6) 自己資本（非支配持分）における「その他の変動」は、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Coの増資に対するCGNの払込みによる影響額501百万ユーロを含む。

当項目はまた、Framatome取得による影響額209百万ユーロ（注記3.2を参照）およびCogestar取引による影響額48百万ユーロ（注記5.2を参照）を含む。

[次へ](#)

## 連結財務諸表に対する注記

フランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）は、フランス法に準拠し、フランスにおいて登記されたフランスの株式会社（*société anonyme*）である。

当連結財務諸表は、2017年12月31日終了年度に係る当社およびその子会社（合わせて「当グループ」を形成する。）ならびに、関連会社、共同支配事業として分類された共同支配の取決めおよび共同支配企業に対する当グループの持分の会計上の状態を反映している。

当グループは生産、輸送、配送、供給、エネルギー・トレーディングおよびサービスというエネルギー事業におけるあらゆる業務を営む総合エネルギー事業者である。2017年12月31日現在の当グループの事業は、Framatomeの事業（原子炉向け設備および燃料のサービスおよび生産）を含んでいる（注記3.2を参照）。

当グループの2017年12月31日現在の連結財務諸表は取締役会の責任において作成され、2018年2月15日開催の取締役会において取締役によって承認された。当財務諸表は、2018年5月15日開催予定の株主総会による承認後、最終的に確定する予定である。

## 注記1. グループの会計方針

### 1.1 基準への準拠の宣言およびグループの会計方針

国際的な会計基準の適用に関する2002年7月19日付欧州規則1606/2002に準拠して、EDFグループの2017年12月31日終了年度の連結財務諸表は、2017年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

当グループは、2017年度に強制適用されない基準および解釈指針の早期適用を選択していない。

### 1.2 2017年12月31日現在における会計処理方法の変更

2017年12月31日終了年度の連結財務諸表において当グループが適用している会計処理および評価の方法は、以下の変更を除き、2016年12月31日終了年度の連結財務諸表において用いられているものと同一である。

#### 1.2.1 欧州連合によって採択され2017年1月1日付で強制適用された会計基準の改訂

以下の会計基準の改訂は、欧州連合によって採択され2017年1月1日以後開始する事業年度から強制適用されている。

- ・ IAS第12号「法人所得税」の改訂「未実現損失に係る繰延税金資産の認識」：当グループへの影響はない。
- ・ IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」の改訂「開示に関する取組み」。当該改訂は、キャッシュ・フロー計算書の「財務活動によるキャッシュ・フロー」区分に記載された貸借対照表上の負債および金融資産の変動の調整表に利用可能な情報を、資金変動と非資金変動に区分して開示することを会社に求めている（注記38.2.1を参照）。

#### 1.2.2 欧州連合によって採択され2017年12月31日より後に強制適用となる基準および改訂

##### 1.2.2.1 IFRS第15号—顧客との契約から生じる収益

2016年9月22日に、欧州連合（EU）はIFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」を採択した。当該基準は2018年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。関連する改訂も2017年10月31日付で採択され、基準本体と同じ日に適用される。

IFRS第15号適用の準備作業は2017年度中も継続され、会計処理に変更の生じる取引が識別された。2つの主な変更は、以下に関するものである。

- ・ エネルギーの引渡しによる収益の認識（本人か代理人かの検討）：

IAS第18号に準拠して、電力またはガスを供給する当グループの企業はすべて、エネルギー供給契約の引渡し部分を自動的に売上収益に含めている。

IFRS第15号は、このエネルギー引渡しはエネルギー供給契約内の別個の履行義務であるかどうかの分析を要求している。同基準はまた、第三者の関与する財またはサービスの供給について、企業が本人または代理人として取引するとされる条件を明記している。企業が本人として分類される場合には、引渡しサービスによる売上収益を認識できる。それ以外の場合には、企業は代理人として分類され、手数料があればその金額のみを売上収益に含めることができる。

ガスおよび／または電力の供給および引渡しを対象とする単一契約を顧客との間で締結している各国（フランス、ベルギー、英国およびイタリア）に関して、契約および適用される規制枠組みのレビューが実施された。

- ・ フランスおよびベルギーでは、引渡しはエネルギー供給とは別個のサービスであり、エネルギー供給業者は当該引渡しサービスを供給するに当たり、代理人として行動しているものと当グループは結論付けた。その理由は、供給業者が当該サービスの履行に対する責任を有しておらず、在庫または容量に関するリスクにさらされておらず、当該引渡しについて配電業者から請求された価格以外の価格を最終顧客に転嫁できないからである。また、フランスでは、2018年1月1日付で信用リスクが配電業者により負担され、エネルギー供給業者は、単一契約の顧客管理について配電業者が支払う手数料から報酬を受けることになる（注記4.2を参照）。

フランスでは、電力引渡しサービスの大部分は、当グループの規制対象子会社であるフランスの配電網管理者、Enedisにより履行されている。従って、フランスにおける電力引渡しに関する本人か代理人かの分析は、事業セグメント報告における売上高の表示のみに影響する。現在、当グループの事業セグメント報告では、電力引渡しに係る収益を「フランスー規制業務」セグメントにおいて、セグメント間売上高として表示している。IFRS第15号の適用時には、これらの収益は対外売上高として表示される予定である。

この分析によると、ベルギーのガスおよび電力引渡しサービスならびにフランスのガス引渡しサービスの金額に相当する当グループの売上高は減少すると見込まれる。

例えば、2017年度の金額は、「その他国外」セグメントに含まれるベルギーが1,065百万ユーロ、「フランスー発電と供給」セグメントが387百万ユーロ、「フランスー規制業務」セグメントが56百万ユーロとなることとなる。これらの数値は、天候、需要水準および引渡し料金に著しく左右される引渡し量に応じて変動するため、必ずしも2018年度の金額を示すものではない。

これに対応して、引渡しの購入（購入燃料およびエネルギー費用に含まれる）が同額減少する。従って、代理人としての分類は、当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益に影響を与えない。

- ・ 他方、イタリアおよび英国では、エネルギー供給業者は引き続き、引渡しサービスの本人として分類される。

英国では、供給および引渡しは単一の履行義務を形成しており、その供給業者は本人となると当グループは結論付けた。イタリアでは、電力網管理者との容量予約に関し供給業者がリスクを負担しており、供給業者は最終顧客への引渡し価格を設定できるという事実から、本人として分類することが正当であるとされている。

- ・ 最適化活動の一環としての市場エネルギー売買取引の認識

一部の当グループ企業は、当グループのリスク管理方針を適用して、卸売電力およびガス市場での取引を行っている。ヘッジ対象の正味ポジションに応じ、企業は先物および直物市場で売買を行うことがある。これらのヘッジは段階的に実施され、最適化活動（異なる時間枠での需給調整、および当グループの自社発電施設を用いるか市場から購入するか）となっている。

IFRS第15号導入のための契約分析により、当グループは、純額ベースの会計処理の方が、最適化取引の経済的実態をより適切に反映するとの判断に至った。一部の当グループ企業（Edisonー「イタリア」セグメント、EDF Luminusー「その他国外」セグメント、Dalkiaー「その他事業」セグメント）は従来、それらの売上高を、購入エネルギー費用を相手勘定として、総額ベースで報告してきた。2017年度のデータに基づけば、この変更は、収益および購入エネルギー費用

を2,793百万ユーロ減少させ、減価償却費および償却費控除前営業利益には影響を与えない。当該金額は性質上、年度ごとに極めて変動しやすいため、これらの数値は必ずしも2018年度に係る将来の金額を示すものではない。

IFRS第15号の適用による会計処理の変更の潜在的可能性があるとして識別されたその他のテーマは、当グループの売上高または純利益に重要な影響を与えないものと見込まれる。

さらに、当グループは現在、2017年12月31日から完全連結された企業であるFramatomeが適用する売上高の会計処理方法に対しIFRS第15号が与える影響の評価を最終化している最中である。識別されたテーマは主に、契約の組み合わせの度合い、金融要素、契約上の罰則および完成時損失の算定に関連している。

完全遡及アプローチが適用される予定である。これにより当グループの自己資本に重要な影響を与えない予定である。

将来のIFRS第15号の適用に関連して、当グループは、規制料金業務の現在の会計処理に影響を与え得る国際的な基準の変更に継続的に対応していく。

#### 1.2.2.2 IFRS第9号—金融商品

欧州連合により2016年11月22日に採択されたIFRS第9号「金融商品」は、2018年1月1日からIAS第39号「金融商品：認識および測定」を置き換えるものである。この基準は、金融商品の分類および測定、金融資産の信用リスクに関する減損、ならびにヘッジ会計について、新たな原則を導入する。

当グループは、2015年度に、IFRS第9号適用の影響を評価するための分析を開始した。2016年度および2017年度には、会計処理に変更が生じる商品、および情報システムに対する必要な調整を識別する、新基準導入へ向けた準備作業が継続された。

#### 分類および測定

IAS第39号を適用して償却原価で計上される金融資産、例えば、貸付金、営業債権および一定の金融債権を除き、当グループのほぼ全ての金融資産ポートフォリオは、現在、IAS第39号に基づく売却可能金融資産として分類されている。その結果、これらの資産は貸借対照表上、公正価値で測定され、公正価値の変動はその他の包括利益（OCI）に認識され、当該資産の保有期間中にOCIに認識された未実現損益は当該資産の認識中止時に純損益に振り替えられる。

当グループの金融資産ポートフォリオに関しては、IFRS第9号に準拠した将来の会計処理をその約定キャッシュ・フローおよび事業モデルの特性に基づいて決定するために、詳細かつ綿密なレビューが実施された。主たる影響は、投資ファンド持分の形態で保有する金融資産に関連し、次いで、資本性金融商品（株式）に関連する。

より具体的には、これらの変更の影響を受ける金融資産の多くは、EDFのフランスにおける核サイクル終了費用を補填するために保有する専用資産（注記47を参照）の一部を形成する金融ポートフォリオ（2017年12月31日現在20,848百万ユーロ—注記36.2.2を参照）に関連する。

以下の表は、2017年12月31日現在で当グループが保有する金融資産におけるIAS第39号とIFRS第9号の間での分類の変更、および当グループの財務諸表に対する影響を要約したものである。これらの変更の詳細については、以後のパラグラフに記載されている。

（単位：十億ユーロ）

| IAS第39号による分類    | IFRS第9号による分類            |             |                 |                                      |                     | 2017年<br>12月31日現在<br>OCIにおける<br>公正価値 |
|-----------------|-------------------------|-------------|-----------------|--------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
|                 | 2017年<br>12月31日現在<br>残高 | 償却原価        | OCIを通じた<br>公正価値 | OCIを通じた<br>公正価値、<br>純損益へのリ<br>サイクルなし | 純損益<br>を通じた<br>公正価値 |                                      |
| <b>売却可能金融資産</b> | <b>40.9</b>             | <b>-</b>    | <b>20.8</b>     | <b>0.5</b>                           | <b>19.6</b>         | <b>2.2</b>                           |
| EDFの専用資産        | 20.8                    | -           | 5.0             | -                                    | 15.9                | 2.1                                  |
| 流動性の高い資産        | 19.0                    | -           | 15.8            | -                                    | 3.1                 | 0.1                                  |
| その他の有価証券        | 1.1                     | -           | -               | 0.5                                  | 0.6                 | -                                    |
| <b>貸付金および債権</b> | <b>14.6</b>             | <b>14.3</b> | <b>-</b>        | <b>-</b>                             | <b>0.3</b>          | <b>-</b>                             |
| <b>営業債権</b>     | <b>23.4</b>             | <b>21.8</b> | <b>1.6</b>      | <b>-</b>                             | <b>-</b>            | <b>-</b>                             |

- ・ 専用資産金融ポートフォリオの重要割合を占める**投資ファンド持分**について、従来、OCIに認識されその認識中止時に純損益に振り替えられていた未実現損益は、これらの商品が「純損益を通じた公正価値」として分類されることから、当グループの損益計算書に直接計上されることとなる。

投資ファンド持分の保有と同様に、専用資産ポートフォリオの必要性を満たすため、当グループは取引所上場ファンド（ETF）にも重要な投資を行っている。ETFは、証券取引所で取引されており、一般にパッシブ・ファンド運用によって、一定の指数の上方変動または下方変動に連動することを目指している。これらの「混合」商品の分類に関する最近数ヶ月の市場の検討の結果、これらの商品は、当グループが当初分析していたIAS第32号に基づく資本性金融商品ではなく、プッタブル負債性金融商品として分類されるべきであると結論付けられた。その結果、ETF持分は、IFRS第9号の下で投資ファンド持分と同様に扱われ、未実現損益は当グループの損益計算書に計上されることとなる。

2018年1月1日現在のこれらの商品に係る公正価値の累積的変動額は、税引前で18億ユーロであり、後日純損益に振り替えられない剰余金として組み替えられる。

これらの商品に対しIAS第39号に代えてIFRS第9号を適用することによる当グループの2017年12月31日現在の財務成績への影響は、他のすべての状況を一定とすれば、約349百万ユーロとなる。その内訳は以下の通りである。

- ・ 2017年度に実現した2016年度の未実現損益を認識しない（(800)百万ユーロ）。
- ・ 年間のボラティリティを意味する2017年度の未実現損益を（外国為替ヘッジの影響も含めて）損益計算書に認識する（1,149百万ユーロ）。

この基準適用の主な影響に関する見積りを、2017年12月31日現在の数値に基づいて、参考情報として以下に記載する。

記載した金額は、必ずしも2018年度ないしそれ以降に実現する金額を示すものではない。その理由は、未実現損益は主に関連する各年度にわたる株式市場の動向に依存するからである。ある期のある金融商品および市場に係る未実現利益が、他の期中において戻し入れられる場合もある。

- ・ 売買目的保有以外の**資本性金融商品**（株式投資等）については、当グループは、2017年12月31日現在のポートフォリオに含まれる商品の大半に係る公正価値の変動を、損益計算書に計上する。ただし、当グループは、2017年12月31日現在のポートフォリオに含まれる有価証券の一部について公正価値の変動をOCIに認識する取消不能の選択を行った。関連する有価証券については、IFRS第9号の求めるところに従い、受取配当金のみが純損益に含められ、当該商品の認識中止時に損益を損益計算書に振り替えることはできない。

2018年1月1日現在の資本性金融商品に係る公正価値の累積的変動額は、税引前で1億ユーロであり、後日純損益に振り替えられない剰余金として組み替えられる。

これらの商品に対しIAS第39号に代えてIFRS第9号を適用することによる当グループの2017年12月31日現在の財務成績への影響は、他のすべての状況を一定とすれば、重要ではない。

- ・ 負債商品の全ポートフォリオ、具体的には債券ポートフォリオは、「回収および売却」事業モデルに基づいて管理される。各タイプの商品に関する詳細な分析により、このポートフォリオの関連キャッシュ・フローは専ら元利金の支払いのみから成ることが示された（IFRS第9号の「SPPI（元利金の支払いのみ）」テスト）。その結果、現行の会計処理から変更なく、このポートフォリオの公正価値の変動はOCIに計上される。

既に記載したように、これらの変更の影響を受ける金融資産の多くは、EDFのフランスにおける核サイクル終了の将来費用を補填するために保有する専用資産の一部である金融資産ポートフォリオに属している。IFRS第9号の適用により、当グループの損益計算書のボラティリティが全般的に高まるが、専用資産は核サイクル終了引当金を補填するために保有され、当該引当金は、金融損益に含まれる、時の経過による割引の戻入れに係る費用を毎年発生させる。

## 減損

IAS第39号が発生損失を参照するのに対し、IFRS第9号は予想信用損失に基づく減損モデルを導入している。この新たな「予想信用損失（ECL）」モデルは、IAS第39号に基づくよりも早期の減損認識につながる可能性がある。これは、償却原価で計上される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で計上される負債商品、従来IAS第37号で取り扱われていたオフバランスシート・コミットメントおよび財務保証、ならびにIFRS第15号に準拠して測定される契約資産に適用される。

当グループは、信用リスクの悪化の判定ならびに1年の期間および期日での予想損失測定に関する規則について再検討した。

負債商品については、当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付けに基づくアプローチを適用している。基準により認められる通り、当グループは「低い信用リスク」の水準とは「投資適格」の相手先の最低格付けであると定義している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、投資適格企業の発行商品から構成されている。負債商品に係る信用リスクの著しい増大の指標となる閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付けから外れた時である。

関連するすべての金融資産にわたって実施した分析の結果、ECLの見積額は2017年12月31日現在では重要ではない。

主としてグループ企業の顧客ポートフォリオに関連する営業債権については、当グループは、営業債権に係る予想信用損失を計算するための引当マトリクス等の指標に基づき、IFRS第9号の単純化した減損アプローチを適用する予定である。関連するすべての金融資産にわたって実施した分析の結果、ECLの見積額は2017年12月31日現在、重要ではない。

貸付金については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択した。

新たな減損モデルの遡及適用により、重要でない金額が移行日現在の自己資本に認識されると見込まれる（後日純損益に振替不能）。

## ヘッジ会計

新たなIFRS第9号モデルは、ヘッジ会計を単純化し、ヘッジ会計をリスク管理活動とより密接に合致させ、より広範なヘッジ手段およびヘッジ対象適格項目へのヘッジ会計の適用を可能とすることを意図している。この新基準は、別のIASBプロジェクトのテーマであるマクロヘッジ活動を明確に対象外としている。

IFRS第9号の初度適用に関し、2つのアプローチが認められている。(i)IFRS第9号の「一般ヘッジ会計モデル」の使用、または(ii)新たなマクロヘッジ基準がIASBにより公表されEUにより採択されるまで、IAS第39号を継続的に使用する。

当グループは、IFRS第9号により導入されたヘッジ会計の新規則を、2018年1月1日から適用する予定である。新基準のこのセクションの適用は、移行日現在の連結財務諸表に重要な影響を与えないものと見込まれる。これらの規定については、現在、当グループ内で導入を進めている最中である。

#### IFRS第9号のその他の側面：負債の条件変更

認識の中止が生じない負債の条件変更に関するIFRS第9号に基づく会計処理が、2017年7月にIASBにより明確化された。当該状況において、IFRS第9号に現在採用されている文言と整合すると考えられる唯一のアプローチは、条件変更日現在の当該負債の償却原価変動額に相当する修正を純利益に認識するというものである。この決定は、適用される実効金利へと将来に向かって修正することを通じて、予想節約額（または追加費用）を、条件が変更された負債の残存期間にわたって配分するという現行の実務（IAS第39号の選択肢）を終了させるものである。

認識の中止が生じない負債の条件変更のすべてに対し、このIFRS第9号の明確化を2018年1月1日現在で遡及適用することによる影響は（それらが重要でないため）、当グループにとって依然として重要ではない。

#### 1.2.2.3 IFRS第16号リース

IFRS第16号「リース」は、欧州連合により2017年10月31日に採択され、2019年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。当グループは、この基準の早期適用を予定していない。

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、使用権資産および対応する金融負債として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。現在、「オペレーティング・リース」に分類された契約は、オフバランスシート項目として報告されている。当グループのリース契約は基本的に、不動産（事務所および住宅用不動産）、産業設備（土地、風力発電所）、次いで車両およびIT設備に関連している。従って、金融債務に含まれる負債の金額は、割引率およびコミットメント期間に関して使用する仮定に著しく依存する。その理由は、契約の更新、延長または早期解約のオプションは、当該契約の最初の署名時において、それが行使されることが合理的に確実であると判断された場合には、当該負債の計算に組み込む必要があるからである。

当グループは、2016年12月31日現在存在し、「オペレーティング・リース」として分類されているリースの特性に関する情報を収集するために、関連する子会社すべてに質問書を送り、2017年12月31日現在でその情報を更新することにより、IFRS第16号適用の影響を識別する作業を行った。これに基づいて当グループは、主要な連結合計値（すなわち、減価償却費および償却費控除前営業利益、連結純利益および純負債額）に対する影響額、ならびに報告情報に対して必要となる変動額を数値化するために、基準の分析を行った。

データの収集および分析作業は、現在、最終化の段階にある。一部の契約の期間に関する仮定については現在も明確化を行っている最中であり、当グループは、IFRS第16号の初度適用が貸借対照表に与える影響を引き続き計算している。

この作業結果を受けて、当グループは、「修正」遡及法（IFRS第16号C5. b）を適用する予定である。

当グループのIFRS第16号導入を可能とするための適切なITシステムの選択については、現在検討している最中である。

#### 1.2.2.4 IFRS第4号の改訂

2018年1月1日から適用となるIFRS第4号の改訂「IFRS第9号『金融商品』のIFRS第4号『保険契約』との適用」が、2017年11月3日に採択された。当グループへの潜在的な影響は、まだ評価されていない。

#### 1.2.3 IASBによって公表されたが欧州連合によって未採択の基準および改訂

当グループが適用する会計原則に関連した以下のIASB公表物は、欧州連合によってまだ採択されていない。

- ・ IFRIC第22号「外貨建取引と前渡・前受対価」（適用日：2018年1月1日）。欧州連合による採択を条件に、当グループはこの解釈指針を2018年1月1日から将来に向かって適用する予定である。この解釈指針は、外貨建ての非貨幣性前渡・前受対価の支払または受取を取引日現在の為替レートで換算し、後日の修正を行わないことを求めている。現在までに実施された分析に基づき、当グループは、IFRIC第22号の将来の適用はEDFグループの連結財務諸表に重要な影響を与えないものと考えている。
- ・ IFRIC第23号「法人所得税務処理に関する不確実性」（適用日：2019年1月1日）。IFRIC第23号は、法人所得税の税務処理に不確実性が伴う場合の、認識および測定に関するIAS第12号「法人所得税」の適用を明確化している。この解釈指針の潜在的影響を見積るために、現在分析を実施している最中である。
- ・ IAS第28号「関連会社に対する投資」の改訂「関連会社又は共同支配企業に対する長期持分」（適用日：2019年1月1日）。これらの改訂の潜在的影響を見積るために、現在分析を実施している最中である。
- ・ IFRS第9号の改訂「負の補償を伴う期限前償還要素」、IASBにより2017年10月12日に公表（適用日：2019年1月1日、早期適用可）。
- ・ IFRS第17号「保険契約」（適用日：2021年1月1日）。

さらに、当グループは、以下の改訂による潜在的影響の評価をまだ行っていない。

- ・ IAS第40号「投資不動産」の改訂「投資不動産の振替」（適用日：2018年1月1日）。
- ・ IFRS第2号「株式に基づく報酬」の改訂「株式に基づく報酬取引の分類および測定」（適用日：2018年1月1日）。

#### 1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

連結財務諸表中に表示されたすべての期間を通じて、以下の会計処理方法が継続して適用されている。

##### 1.3.1 評価

連結財務諸表は取得原価基準で作成されているが、企業結合によって取得した資産および引き受けた負債ならびに一部の金融商品は公正価値基準で評価されている。

##### 1.3.2 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、当グループの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

当グループが見積りおよび判断を使用した主要な取引は以下の通りである。

##### 1.3.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFグループの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

2016年度中に、900MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足された。従って、当グループは、2016年1月1日付で、フェッセンハイムを除くすべての900MW発電所について減価償却期間を延長した（注記3.7.1「フランスにおける900MWのPWRシリーズの減価償却期間の50年への延長」を参照）。

フランスにおける当グループのその他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、延長の条件を充足していないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。



### 1.3.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的に当グループが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの見積り改定を行っている。

当グループは、2017年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、当グループの貸借対照表および損益計算書に重要な影響を及ぼす可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記29.1.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上の制限との関係）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、または使用済燃料管理の契約条件の変更。

### 1.3.2.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2017年12月31日現在のこれらの雇用後および長期給付の計算に使用された数理計算上の主要な仮定は注記31に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。当グループは、2017年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額ならびに当グループの自己資本および純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。そのため、注記31に感応度分析が記載されている。

### 1.3.2.4 のれんおよび長期資産の減損

のれんおよび長期資産の減損テストは、使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定、特にエネルギー価格の動向に関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける。そのため、当グループは、定期的に更新される情報に基づき、基礎となる見積りおよび仮定を改定している。

これらの仮定は、当グループ固有のものであり、注記13に記載されている。

### 1.3.2.5 金融商品

非上場の金融商品(原則としてエネルギー契約)の公正価値を測定する際に、当グループは、予測できない展開を示し得る一定数の仮定に基づく評価モデルを使用している。

### 1.3.2.6 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3.7に記載するように、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

### 1.3.2.7 取替予定のフランス公共配電委譲資産に関する債務

フランス公共配電委譲に特有の性質を考慮して、当グループは委譲資産の更新債務を、委譲者向けの年次事業報告書で計算・開示されている契約上のコミットメント金額に基づく価額で貸借対照表に表示することを選択している（注記1.3.13.2.1を参照）。別のアプローチによれば、この債務は、工業用の耐用年数到来時においてこれらの資産の取替に必要とされる将来支払額の現在価値に基づき評価されることになる。この別のアプローチが諸勘定に与えたであろう影響は、参考情報として注

記1.3.23に記載されている。どの評価方法が使用されたとしても、取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、耐用年数および支出日についての予見できない変動の影響を受ける。

#### 1.3.2.8 繰延税金資産

回収期間に関する見積りと仮定の使用は、繰延税金資産の認識に当たり特に重要である。

#### 1.3.2.9 その他の判断

- ・ IFRS第10号およびIFRS第11号の適用に当たり、当グループは、判断を用いて支配の判定または共同で支配される事業体に代表されるパートナーシップの取決めの種類の分類を行っている。

特に、EDFは、原子力発電所の廃炉費用および放射性廃棄物長期貯蔵費用の財源確保のために取り置いた資金の一部について「専用」投資ファンドを設定している（注記47.3を参照）。当該ファンドの特性、ファンド・マネジャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手續に鑑み、当グループはこれらのファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている。従って、当該ファンドはIAS第39号を適用して売却可能金融資産として会計処理されている。

さらに、2014年度以降、当グループは子会社であるEdisonを通じてEdensに対する投資の30%を保有しており、また、当グループの他にF2iも同社に対する投資を保有している。ただし、この取引に関連してEdensに関する統治契約および契約上の合意がなされたことにより、Edisonは、同社に対する独占的支配を与えられている。従って、Edensは、IFRS第10号を適用して当グループの連結財務諸表に（Edisonを通じて）完全連結されている。

- ・ 特定の取引に適用可能な基準または解釈指針がない場合には、当グループは、判断によって、財務諸表作成のための目的適合性があり信頼性のある情報を提供する会計処理方法を定義して適用する。

#### 1.3.3 連結方法

主要な子会社、関連会社および共同支配企業の一覧は注記51に記載されている。

##### 1.3.3.1 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

##### 1.3.3.2 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産に対する持分の調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される。

##### 1.3.3.3 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

#### 1.3.4 財務諸表の表示規則

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に係る資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

#### 1.3.5 換算方法

##### 1.3.5.1 報告通貨

親会社の機能通貨はユーロである。当グループの財務諸表は、百万ユーロ単位で表示されている。

##### 1.3.5.2 機能通貨

企業の機能通貨は、その企業が主として営業活動を行う経済環境の通貨である。ほとんどの場合、機能通貨は現地通貨であるが、企業によっては、その主要な取引に用いられる通貨であれば、現地通貨以外の機能通貨が使用される場合もある。

##### 1.3.5.3 機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表の換算

機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表は、以下の通り換算される。

- ・ 貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・ 損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・ その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含まれる。当該売却または清算日に、これらはその会社に関する他の換算差額と同様に、損益計算書に収益または費用として認識される。

##### 1.3.5.4 外貨建取引の換算

IAS第21号を適用して、外貨建取引は当初は取引日レートによりその関連する企業の機能通貨に換算されて記録される。

外貨建の貨幣性資産および負債は、毎報告日に決算日レートで換算される。その結果生じる外国為替差額は、損益計算書に計上される。

### 1.3.6 関連当事者

関連当事者には、フランス政府、政府が持分の過半数を所有する会社およびその会社の一定の子会社、ならびにEDFグループが共同支配するか、または重要な影響を与える会社が含まれる。これにはまた、当グループの経営および統治機関の構成員が含まれる。

### 1.3.7 売上高

売上高は、エネルギー販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）、接続およびその他のサービス提供による収益から成り、これらの収益には主にエネルギーの輸送および配送ならびに発電容量および相互接続の競売が含まれる。

当グループは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- ・ 立証された契約関係が存在し、
- ・ 引渡しが行われており（またはサービスが完了しており）、
- ・ 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- ・ 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格見積りを基に計算される。

貸借対照表日現在で完了していない商品売上およびサービス収益は、同日現在の進捗度に基づき評価される。

エネルギー・トレーディング業務は、購入額差引後の純額で認識される。

#### 1.3.7.1 発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランスおよび英国において、ピーク期間中の電力供給の確保を確実にする目的で設定された。

- ・ **フランスのシステム：**電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは、2017年1月から、電力供給の確保に貢献する義務が導入された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡し年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、これらの管理者は発電容量証書を受け取る。一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。

当該システムは、参加者間の発電容量売買の登録により完成される。発電容量競売は年に数回開催される。

当グループは、当該システムの両面、すなわち電力施設事業者（EDF SA、Dalkia、EDF Énergies、Nouvelles）としての側面、ならびに電力供給業者（EDF SA、Électricité de Strasbourg）および電力網損失を補うための電力購入者（EnedisおよびÉlectricité de Strasbourg）としての側面で、これに関連している。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
- ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
- ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
  - ・ 施設事業者：競売による売却時。
  - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。
- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

- ・ **英国のシステム**：英国の発電容量メカニズムは、引渡しの4年前に電力網管理者により組織された、事業者向け競売システムに基づいている。証書を取得した発電容量事業者は、引渡し年度において、電力供給業者の拠出金から成るファンドより報酬を受け取る。この報酬はその年度の売上収益に計上される。

このメカニズムへの電力供給業者の拠出金は、ピーク期間中の顧客への売上高に比例する。この拠出金はピーク期間にわたり費用に認識される。

#### 1.3.8 法人所得税

法人所得税には当期税金費用(収益)および繰延税金費用(収益)が含まれ、その金額は利益に対する課税が行われる国々で施行されている税法に基づき計算される。

IAS第12号に準拠して、当期および繰延税金は通常、その基礎となる取引に応じて、損益計算書または自己資本に計上される。

IAS第32号に基づき、資本性金融商品の保有者に対する分配（特に、配当金および永久劣後債の保有者に対する支払）の税効果は、IAS第12号に従って認識しなければならない。当グループは、これらの分配は過年度の累積利益からの支払であるため関連する税効果は当期の純利益に含まれると考えている。

当期税金費用(収益)は、当期の課税所得に係る納税額の見積金額であり、年度末に適用される税率を使用して計算される。

繰延税金は、資産および負債の帳簿価額と税務上の価額との間の一時差異に起因する。繰延税金は以下により生じた一時差異に対しては認識されない。

- ・ 税務上損金算入できないのれん
- ・ 企業結合に該当せず、取引日現在で会計上の利益または課税所得(税務上の欠損金)に影響しない取引における資産または負債の当初認識
- ・ 当グループが一時差異の解消時期を決めることができ、その一時差異が予見可能な将来には解消しない可能性が高い場合の子会社および関連会社に対する投資、支店に対する投資ならびに共同支配の取決めに對する持分

繰延税金資産および負債は、期末日現在で適用される税率に基づき、資産が実現する期または負債が消滅する期の予想税率によって評価される。税率が変更された場合には、繰延税金は新たな税率により修正され、修正差額は、数理計算上の損益またはヘッジ手段および売却可能金融資産の公正価値の会計処理など、その基礎となる項目の価額の変動が自己資本に計上される場合を除き、損益計算書に計上される。

繰延税金は毎決算日に見直され、税法の改正および将来減算一時差異の回収見込みが勘案される。繰延税金資産は、当グループがその資産の便益を利用できる十分な課税所得を予見可能な将来に生み出す可能性が高い場合に限り認識される。ただし、期限が同じ繰延税金負債があれば、より長期的に考慮される。

繰延税金資産および負債は、納税企業または納税グループのレベルで算定され、純額で表示される。

#### 1.3.9 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

1株当たり利益は、純利益の当グループ持分を期中の加重平均社外流通株数で除して計算される。この加重平均社外流通株数は、期首の普通株式数に期中に買戻しまたは発行された株数を調整したものである。

この株数および1株当たり利益は、必要に応じて、希薄化効果のある潜在株式（発行済のストック・オプション、新株予約権および転換社債など）の転換または行使の影響を反映して調整される。

IAS第33号に準拠して、1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益は、永久劣後債の持参人に対する支払額を控除後の当期純利益に基づいている。

#### 1.3.10 企業結合

IFRS第3号を適用して、2010年1月1日以後実施される企業結合は、以下の原則に基づき測定・認識されている。

取得日現在で、識別可能な取得資産および引受負債は公正価値で測定され、被取得企業の非支配持分（少数株主持分）があればすべて、のれんとは別に記録される。

非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この決定は取引毎に行われる。

支配に影響しない子会社への投資の取得または処分は株主との取引とされ、直接自己資本に計上されなければならない。

共同支配企業、共同支配事業または関連会社の追加持分を取得するが支配を獲得しない場合には、連結財務諸表上、以前に取得した資産負債の価額に変更はない。

支配を段階的に獲得する場合には、企業結合の原価には、被取得企業に対するその時点までの取得者の保有持分の支配獲得日現在の公正価値が含まれる。

支配を獲得する取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIAS第39号に準拠して計上が求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。

IFRS第3号は共通支配下の企業結合には適用されない。共通支配下の企業結合については、個々に分析を行い、適切な会計処理が決定される。

当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。IAS第27号（改訂後）およびIFRS第3号（改訂後）の当グループによる初度適用日である2010年1月1日以降に付与されたこの種のコミットメントについては、非支配持分の価額とコミットメントに対応する負債との間の差額は自己資本に計上されている。

### 1.3.11 のれんおよびその他の無形資産

#### 1.3.11.1 のれん

##### 1.3.11.1.1 のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」を適用して、のれんは以下の差額とされる。

- ・ 以下の項目の総計
  - ・ 支配獲得のために支払われた対価の取得日における公正価値。
  - ・ 取得した被取得企業における非支配持分の価額。
  - ・ 段階的に達成される取得の場合には、被取得企業に対する支配獲得前の当グループ持分の取得日における公正価値。
- ・ 取得日の公正価値により測定した、取得資産および引受負債の正味の金額。

当該差額がマイナスとなる場合には、直ちに純利益に算入される。

資産および負債の公正価値ならびに結果として生ずるのれんは、取得後12か月以内に確定される。

##### 1.3.11.1.2 のれんの測定および表示

子会社の取得に係るのれんは、貸借対照表上、区分表示される。こののれんの減損は、損益計算書の「減損」に計上される。当初認識の後、のれんは、減損が認識されている場合はそれを控除後の取得原価で計上される。

関連会社および共同支配企業の取得に係るのれんは投資の正味帳簿価額に含まれる。こののれんの減損は、「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含まれる。

のれんは償却されないが、注記1.3.15に記載されているように、減損の兆候がある場合は速やかに、また、少なくとも毎年、減損テストが実施される。

#### 1.3.11.2 その他の無形資産

#### 1.3.11.2.1 研究開発費

研究費は、発生した期において費用として認識される。

IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は、無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

#### 1.3.11.2.2 その他の自己創設または買入無形資産

その他の無形資産は、主に以下のものから構成されている。

- ・ ソフトウェア。これは耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 有効期間を決められないか、有効期間にわたり定額法で償却される買入ブランド。
- ・ 発電所の操業または使用権。これらはその基礎となる資産の耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 炭化水素関連の委譲に関する権利またはライセンス。これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。探査費用は、当該年度にわたり償却される（注記1.3.11.2.3を参照）。
- ・ 環境規制に関連する無形資産（有償で取得した温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書—注記1.3.27を参照）。
- ・ IFRS第3号の対象となる企業結合の一部として公正価値で計上されたエネルギー購入/販売契約のプラスの価額。この価額は契約に基づく引渡しに応じて償却される。
- ・ IFRIC第12号の対象となる委譲契約に関連する資産で「無形資産モデル」の対象となるもの（注記1.3.13.2.4を参照）。
- ・ 原子力蒸気供給システムの設計者および供給業者ならびに制御ロッドクラスタおよび核燃料の製造業者としての業務に関連する技術（Framatome）。コードおよび手法、EPR技術、特許ならびに製造プロセスを含み、すべて耐用年数にわたり償却される。
- ・ 購入顧客契約および関係。耐用年数にわたり償却される。

#### 1.3.11.2.3 炭化水素の試掘、探査および産出

当グループはIFRS第6号「鉱物資源の探査および評価」を適用している。

試掘および探査費用ならびに地質調査、探査試験、地質・地球物理図作製および試掘に関連して発生する費用は無形資産として認識し、発生年度に全額償却する。

商業的実用化が可能な鉱泉に関連する開発費および炭化水素を抽出して貯蔵する施設への投資は、「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」または適切な場合には「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として認識される。

これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。

### 1.3.12 委譲運営資産、発電用資産およびその他の有形固定資産

当グループの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、3つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ フランスの公共配電委譲運営有形固定資産
- ・ その他の業務に係る委譲運営有形固定資産
- ・ グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産

#### 1.3.12.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に含めることが可能なその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、その資産がIAS第23号「借入コスト」に定義される適格資産である場合には、資産の価額に含められる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.3.21を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる(注記1.3.21を参照)。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

当グループは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に不可欠な主要な点検の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

#### 1.3.12.2 減価償却費

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当グループがその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

各国の特定の規則および契約条項により、主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

- |                        |          |
|------------------------|----------|
| ・ 水力発電ダム               | ： 75年    |
| ・ 水力発電所において使用される電気機械設備 | ： 50年    |
| ・ 化石燃料火力発電所            | ： 25～45年 |
| ・ 原子力発電所               |          |
| ・ フランス                 | ： 40～50年 |
| ・ 国外                   | ： 35～60年 |
| ・ 送電および配電設備（電線、変電所）    | ： 20～50年 |
| ・ 風力発電所および太陽光発電設備      | ： 20～25年 |



### 1.3.13 委譲契約

#### 1.3.13.1 会計処理

公共・民間契約の会計処理は、その契約の性質と具体的な契約特性に依存する。

温熱発電および配電に係る委譲を除き、委譲の大部分については、委譲者は実質的にIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配の性質を持たないと当グループは考えている。

#### 1.3.13.2 フランスにおける委譲

フランスにおいて、当グループは、以下の4種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- ・ 委譲者が地方当局（市町村または複数の市町村の共同）である公共配電委譲。
- ・ 委譲者が国である水力発電委譲。
- ・ 国からの委譲に基づいて運営する公共送電網。
- ・ 公的委譲者からの温熱発電および配電に係る委譲。

##### 1.3.13.2.1 公共配電委譲

###### 背景の概要

フランスの1946年4月8日付法律の制定以来、EDFグループは法律上フランスにおける主要な公共配電委譲の唯一の運営者となっている。

委譲の会計処理は委譲契約に基づいており、その特別な条項を参照することとしている。これは、EDFが、いつか権限を与えられた唯一の国家の委譲運営者としての地位を喪失する可能性を考慮したものである。

これらの契約は通常、20年から30年の期間を対象とし、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を適用している。

###### フランスの公共配電委譲運営有形固定資産としての資産の認識

EDFグループがフランスの公共配電委譲に使用するすべての資産は、委譲者と運営者のいずれが所有するかを問わず、取得原価または委譲者から提供された場合には移管日現在の見積価額により、貸借対照表の資産における個別項目として一括して報告されている。

##### 1.3.13.2.2 水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。水力発電委譲資産は、初回委譲については水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成る。その他の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）から成る。

これらの委譲に使用される資産は、委譲契約下で運営されるかEDFグループが所有するかに関わらず、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」に取得原価で計上されている。

##### 1.3.13.2.3 公共送電委譲

フランスの法律に基づき、公共送電委譲用資産はRTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) に帰属する。2010年12月31日以降のRTEに対する当グループの支配の喪失に伴い、これらの資産は、連結貸借対照表上、RTEの持分法価額の計算に含まれている。

##### 1.3.13.2.4 温熱発電および配電委譲

Daikiaと公的機関との間で締結された温熱発電および配電委譲契約は、当該機関から付託されたか、または当該機関の要請に基づき建設された施設を、限定された期間にわたり、委譲者の監督下において運営する権利を与えるものである。

これらの契約は、報酬および契約終了時の委譲者または他の委譲後継業者への施設引渡しの条件について定めている。

当該資産は、IFRIC第12号「サービス委譲契約」に従って、無形資産として計上されている。

### 1.3.13.3 外国における委譲

外国における委譲は、様々な契約および各国の法律の規制を受ける。外国における委譲運営資産の大部分は、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として計上されている。外国における委譲は、実質的に、炭化水素産出地、ガス貯蔵所、地域ガス輸送網および水力発電所を委譲に基づき運営するイタリアのEdisonに関係している。Edisonは基本的にすべての資産を所有しているが、水力発電所の有形固定資産の一部は所有しておらず、当該資産は委譲終了時に無償または補償金とともに委譲者に返還される予定である。IFRIC第12号に従って、特定の委譲契約は無形資産として計上されている。

委譲満了時に無償で返還される予定の水力発電資産は委譲期間にわたって減価償却される。炭化水素産出地は当該産業に適用される規則に従って計上されている（注記1.3.11.2.3を参照）。

### 1.3.14 リース

当グループは事業の過程でリース契約により自ら資産を使用し、また、賃借人に資産を使用させている。これらの契約については、ファイナンス・リースかオペレーティング・リースかの判定に当たり、IAS第17号に記載された状況および規定された指針に基づき分析している。

#### 1.3.14.1 ファイナンス・リース

リース資産の所有に伴うすべてのリスクおよび便益が実質的に賃借人に移転される契約は、ファイナンス・リースとして分類されている。契約により実質的にすべてのリスクおよび便益が移転するかどうかの判断に際して検討する主な基準は、以下の通りである。

- ・ リース資産の経済的耐用年数のリース期間に対する比率。
- ・ 将来の割引後支払総額の調達された資産の公正価値に対する比率。
- ・ リース終了時に所有権が移転するか否か。
- ・ 購入オプションが有利な条件であるか否か。
- ・ リース資産の特有の性質。

ファイナンス・リース資産は、賃貸人の貸借対照表で認識中止され、賃貸人の勘定における有形固定資産の適切な区分に含まれる。これらの資産はその耐用年数、または当該リース契約の契約期間が耐用年数よりも短い場合は契約期間にわたり、減価償却される。

対応する金融負債が賃借人によって、また、金融資産が賃貸人によって計上される。

当グループがファイナンス・リース契約となるセール・アンド・リースバック取引を行った場合、これは上記の原則に従い認識される。譲渡価格が資産の帳簿価額を上回る場合、その差額は繰り延べられ、リース期間にわたり、収益として認識される。

#### 1.3.14.2 オペレーティング・リース

ファイナンス・リースに該当しないリース契約はオペレーティング・リースとして分類および認識される。賃借料はリース契約期間にわたり定額法で計上される。

#### 1.3.14.3 リースを含む契約

IFRIC第4号に従い、当グループは、法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産グループの使用を支配する権利を購入者に与える契約を識別している。

こうした契約はリースとして扱われ、IAS第17号に基づき、ファイナンス・リースまたはオペレーティング・リースに分類される。

### 1.3.15 のれん、無形資産および有形固定資産の減損

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、IAS第36号を適用して、資産が著しく減損している可能性を示す兆候の有無を評価している。減損テストはまた、有効期間が確定できない無形資産を含むか、のれんの一部もしくは全部を配分した資金生成単位（CGU）またはCGUグループにつき、少なくとも年に一度行われる。

減損テストは、以下のように行われる。

- 当グループは、長期資産の減損を測定するに当たり、その資産およびのれん（必要に応じてCGUにグループ化される）の帳簿価額と回収可能価額とを比較する。
- CGUは識別可能な独立したキャッシュ・フローを生む同種資産のグループである。これらは当グループにおける活動の管理方法を反映する。すなわち、その活動が下位企業集団全体を横断して最適化されているときは下位企業集団の場合もあり、別個に管理される異種の活動（化石燃料火力発電、再生可能エネルギー生産、サービス）に対応して下位企業集団の部分ごとに形成されるCGUの場合もある。のれんは取得に起因するシナジーの便益を受けるCGUに配分される。
- これらのCGUの回収可能価額は処分コスト控除後の公正価値と使用価値の高い方である。この回収可能価額が貸借対照表上の帳簿価額を下回る場合、差額相当額が「減損」に計上される。当該損失は、最初にのれんに配分され、残額があれば、関係するCGUのその他の資産に配分される。
- 公正価値は、経済主体間の通常の取引における当該資産の潜在的な売却価格である。
- 使用価値は、以下の予測将来キャッシュ・フローに基づいて算定される。
  - 資産の耐用年数および／または操業可能期間と首尾一貫した期間にわたり、
    - 有効期間が確定できない一定の無形資産（ブランド等）については、観察可能な期間またはモデル期間以降は、基準キャッシュ・フローの割引永続価値により最終価値を算定する。
  - 評価日現在で未決定であった開発プロジェクトを除外し、
  - 資産またはCGUのリスク・プロファイルを反映した割引率で割り引く。
- 使用される割引率は、関係する各資産または資産グループに係る加重平均資本コスト（WACC）に基づいており、これは、地域毎および事業セグメント毎にCAPMによって決定される。WACCは税引後で計算される。
- 将来キャッシュ・フローは、評価日現在で入手可能な最善の情報に基づいて算定される。
  - 最初の数年間のキャッシュ・フローは、中期計画（MTP）に対応する。MTP対象期間にわたり、エネルギーおよびコモディティ価格は、ヘッジを考慮に入れ、入手可能な先渡価格に基づいて決定される。
  - MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、各国および各エネルギーについての長期の仮定を基礎として、年次で更新される手続を用いて見積られる。中長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。当グループは、各仮定対象について、特に外部の分析を参照する。例えば、電力価格の主要な要素であるコモディティおよび二酸化炭素については、当グループは自社のシナリオと、AIE、IHSまたはWood Mackenzie等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析自体が異なるマクロ経済環境に対応した円錐状のシナリオを提示していることを念頭に比較する。
  - 発電資産の評価には、発電容量の市場メカニズムによる収益もまた、関連する国が発電容量の報酬メカニズムを導入済みまたは将来の導入を発表済みであることを前提として、該当する場合にはMTP期間から考慮される。

これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。

- 割引率の変動
- エネルギーおよびコモディティの市場価格の変動、ならびに料率規制の変更
- 需要および当グループのマーケット・シェア、ならびに顧客ポートフォリオの解約率の変動
- 施設の耐用年数または該当する場合には委譲契約期間
- 考慮に入れた中期計画期間以降の成長率および該当する場合には最終価値

のれんについて認識した減損は戻入できない。

### 1.3.16 金融資産および負債

金融資産には、売却可能資産（非連結投資、投資有価証券および一部の専用資産）、償却原価で計上される貸付金および債権（営業債権を含む。）、ならびにデリバティブの正の公正価値が含まれる。

専用資産に配分された売却可能有価証券については、注記47に記載している。

金融負債には、借入金およびその他の金融負債、営業債務、銀行与信ならびに金融デリバティブの負の公正価値が含まれる。

金融資産および負債は、貸借対照表上、決算日から1年以内に満期となる場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期となる場合には非流動項目として分類される。ただし、売買目的デリバティブは、すべて流動項目として区分される。

営業上の債権債務ならびに現金および現金同等物にはIAS第39号が適用され、貸借対照表上、区分表示される。

#### 1.3.16.1 金融資産および負債の評価

金融商品は、公正価値で計上される。公正価値は、測定日現在における主要な市場または最も有利な市場の秩序ある取引において資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格に相当する。

各レベルの評価方法は、通常、以下の通りである。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重要な調整を加えたものを含む。EDFグループでは、これは主に一部の非連結投資に関連する。

##### 1.3.16.1.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産および負債

公正価値で評価され、公正価値の変動が損益計算書に計上される金融資産は、以下に該当する場合に、取引開始時点で当該項目として分類される。

- ・ 当初から短期間で売却する目的で取得された。
- ・ ヘッジに分類されないデリバティブ（売買目的デリバティブ）である。
- ・ IAS第39号が認めたオプションに基づき、当グループがこの区分に分類することを選択した。

これらの資産は、取引日に、通常は現金支出額と同額の公正価値で計上される。取得に直接起因する購入費用は損益計算書に計上される。その後、これらの資産は報告日毎に公正価値に修正される。公正価値は、上場金融商品については外部の情報源から入手可能な相場価格、その他の金融商品については割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法の使用または外部の情報源の参照に基づく。

公正価値の変動は、コモディティ契約に関するものを除いて、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

公正価値で計上された資産からの受取配当金および利息は、損益計算書の「その他の金融収益」に計上される。

コモディティ売買契約の公正価値の変動は、損益計算書の「売上高」に計上される。

売買目的以外のコモディティ取引の公正価値の変動は、損益計算書の減価償却費および償却費控除前営業利益の下の特設科目である「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に区分表示されて報告されている。これらはIAS第39号の適用範囲となる取引であるが、会計上、ヘッジ会計の要件もIAS第39号の「自己使用」の例外の要件も満たさないものである（注記1.3.16.1.6を参照）。

公正価値オプションについては、当グループは、以下の3つの場合に、「公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる」資産または負債に分類する。

- ・ 公正価値を使用することで資産および負債の測定上の矛盾が解消または大幅に削減される場合。
- ・ 文書化された戦略および経営者への報告に従って、一連の金融資産または金融負債の業績が公正価値に基づき管理されている場合。
- ・ 契約が1以上の組込デリバティブを含む場合。この場合には、公正価値オプションを複合商品に適用することができる。ただし、以下の場合を除く。
  - ・ 組込デリバティブが契約のキャッシュ・フローに実質的な影響を与えない。
  - ・ 主契約および組込デリバティブの分析により、組込デリバティブの区分処理を行う結果とならない。

#### 1.3.16.1.2 満期保有目的金融資産

この分類には、当グループが満期まで保有する意図と能力をもって取得した期間固定の投資が含まれる。これらは、取引日に償却原価で計上される。利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

#### 1.3.16.1.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は、取引日に償却原価から減損を控除した額で評価および計上される。

利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

#### 1.3.16.1.4 売却可能金融資産

売却可能金融資産には、非連結投資、投資有価証券、専用ファンドおよび一部の専用資産が含まれる。

当初認識時に、売却可能金融資産は、公正価値にその取得に起因する取引コストを加算した金額で計上される。その後、これらは毎報告日現在で公正価値に再修正される。

公正価値による測定は、活発な市場に上場されている商品については外部の情報源から入手可能な相場価格に基づき、それ以外の商品については割引キャッシュ・フロー法に基づいて行われる。活発な市場に上場されておらず、その公正価値を信頼性をもって見積ることができない株式は、取得原価で計上される。

これらの資産に係る未実現損益は自己資本に計上されるが、損失が実現したことの証拠がある場合には、金融損益において減損が認識される（注記1.3.16.2.2を参照）。

債券のような売却可能金融資産に係る受取利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に貸方計上される。

### 1.3.16.1.5 借入金および金融負債

個別ヘッジの会計処理が適用されない場合には（注記1.3.16.1.6(A)を参照）、借入金および金融負債は、該当する場合には組込デリバティブの区分処理を行って、償却原価で計上される。支払利息は実効金利により計算され、その借入金または金融負債の期間にわたり、「総金融負債に係る費用」として、損益計算書に計上される。

### 1.3.16.1.6 デリバティブ

#### 範囲

当グループが採用するデリバティブの範囲は、IAS第39号が定めた原則に一致する。

特に、エネルギーまたはコモディティの現物引渡しを伴う先物購入および販売契約は、当グループの通常の営業活動の一環として締結された（「自己使用」）と認められる場合、IAS第39号の適用対象外と判断される。次の条件のすべてに合致すれば、この要件を満たしたことになる。

- ・ 当該契約ではすべて現物引渡しが生ずる。
- ・ 契約による購入または販売数量が当グループの営業上の必要量に一致する。
- ・ 契約が基準に定義されたオプションとは考えられない。電力の販売契約という個別のケースにおいては、契約は、確定先物販売と同等であるか、発電容量の販売と考えられる。

当グループは、電力の購入および販売コミットメントを量的に均衡させる目的で行う相対取引は、総合電力事業者としての業務の一部であり、IAS第39号の適用対象外であると考えている。

IAS第39号に従い、当グループは、金融および金融外の性質を持つすべての契約を分析し、「組込」デリバティブの存在を識別する。ある契約の構成要素のうちに当該契約のキャッシュ・フローに単独のデリバティブと同様の影響を及ぼすものがある場合には、当該構成要素は組込デリバティブの定義を満たす。組込デリバティブは、IAS第39号に定める条件に合致する場合には、契約締結時に主契約と区分して会計処理される。

#### 測定および認識

デリバティブは、当初、相場価格および外部の情報源から得られる市場データに基づき、公正価値で計上される。相場価格が入手できない場合、当グループは、直近の比較可能な取引を参照するか、かかる取引が存在しない場合には、店頭登録等の観察可能なデータから直接導かれる情報を優先するが、市場参加者によって認められた内部モデルに基づき評価を行うことができる。

これらのデリバティブの公正価値の変動は、キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定された場合を除き、損益計算書に計上される。キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定されたヘッジ手段の公正価値の変動は、ヘッジの非有効部分を除き、直接、自己資本に計上される。

トレーディング業務の一環で締結した金融商品という特殊な場合には、実現および未実現損益は、「売上高」に純額で計上される。

IFRS第13号を適用して、デリバティブの公正価値には、デリバティブ資産に係る相手先の信用リスクおよびデリバティブ負債に係る自己の信用リスクを含める。これらの信用リスクの算定に用いるデフォルト確率は、過去のデータに基づく。

#### ヘッジに分類されるデリバティブ

EDFグループは、外国為替および金利のリスクならびに一部のコモディティ契約に係わるリスクをヘッジするために、デリバティブを使用している。

当グループは、ヘッジ会計目的で取引を分類するに当たり、IAS第39号が定義する規準を採用している。

- ・ その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値またはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の公正価値の変動額がヘッジ対象または予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲内にある必要がある。
- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジの場合、ヘッジ対象である予定取引の発生可能性がかなり高くなければならない。
- ・ ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。

- ・ ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

ヘッジ関係は、次の場合に終了する。

- ・ デリバティブが有効なヘッジ手段でなくなる場合。
- ・ デリバティブの満期、売却、解約または行使の場合。
- ・ ヘッジ対象の満期、売却または償還の場合。
- ・ 予定取引の発生可能性がかなり高いと考えられなくなった場合。

当グループの外部デリバティブおよび当グループの同様の外部取引とマッチングされた内部デリバティブのみが、ヘッジ会計に適格となる。

当グループは、ヘッジに以下の分類を使用している。

(A) 公正価値ヘッジ

これらの金融商品は、貸借対照表に計上されている資産もしくは負債の公正価値の変動、または資産の購入・売却に関する確定契約の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジする。ヘッジ対象の公正価値変動額のうち当該項目のヘッジ対象要素に起因するものは損益計算書に計上され、対応するヘッジ手段の公正価値変動額により相殺される。ヘッジの非有効部分だけが、利益に影響する。

借入金および金融負債は、公正価値ヘッジの対象である債券を含む。ヘッジ会計を適用して、その貸借対照表価額は、ヘッジ対象リスク（外国為替および金利リスク）に起因する公正価値変動額について調整される。

(B) キャッシュ・フロー・ヘッジ

これらの金融商品は、発生可能性がかなり高い予定取引をヘッジする。ヘッジ対象取引により生ずるキャッシュ・フローの変動は、ヘッジ手段の価額の変動により相殺される。

ヘッジの公正価値変動累計額の中の有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、損益計算書に振り替えられる。

(C) 純投資のヘッジ

これらの金融商品は、当グループと機能通貨が異なる事業体への純投資に関わる外国為替リスクのエクスポージャーをヘッジする。ヘッジの公正価値変動累計額の中の有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、損益計算書に計上される。

在外営業活動体に対する純投資をヘッジするデリバティブの外国為替の影響および金利の影響に起因する公正価値変動額は自己資本に計上される。

### 1.3.16.2 金融資産の減損

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、資産が著しく減損した可能性があることの客観的な証拠があるかどうかを評価する。その様な証拠がある場合には、当グループは、資産の回収可能価額を見積り、当該資産の分類に従い、必要な減損を計上する。

#### 1.3.16.2.1 償却原価で計上される金融資産の減損

減損は、資産の帳簿価額と予測将来キャッシュ・フローを金融商品の当初の実効金利で割引いた現在価値との差額である。減損は、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に含まれる。後の期間において減損損失額が減少した場合には、減少額は戻し入れられて損益計算書に計上される。

#### 1.3.16.2.2 売却可能金融資産の減損

売却可能資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振り替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損の戻入として計上される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として3年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落

EDFの専用資産ポートフォリオの一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として5年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落

専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の固有の性質である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

#### 1.3.16.3 金融資産および負債の認識中止

当グループは、以下のいずれかの場合に、金融資産の認識を中止する。

- ・ その資産が生み出すキャッシュ・フローに対する契約上の権利が満了する場合
- ・ 当グループが、資産の所有に付随する実質的にすべてのリスクと経済価値を移転することにより、その金融資産に関連する契約上のキャッシュ・フローを受け取る権利を譲渡する場合

譲渡した金融資産に生じた持分または当グループが留保する持分は、別の資産または負債として計上される。

当グループは、金融負債に係る契約上の義務が消滅、取消または満了したときに、認識を中止する。債務が貸手との間で実質的に異なる条件で再交渉された場合には、新たな負債が認識される。

#### 1.3.16.4 債権の譲渡

当グループが債権の譲渡に関連する実質的にすべてのリスクと経済価値、特に信用リスクを譲渡していることを証明できる場合には、その項目の認識は中止される。

そうでない場合には、その取引は金融取引に該当するものとされ、債権は、対応する金融負債の認識を伴って、引き続き貸借対照表上の資産として認識される。

#### 1.3.16.5 金融資産と金融負債の相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

- ・ 認識している金額を相殺する法的に強制力のある権利が存在し、かつ、
- ・ 純額で決済するか、または資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図を有している。

IFRS第7号を適用して、相殺契約の実際の影響および潜在的な影響に関する開示情報については連結財務諸表に対する注記に記載している。



### 1.3.17 棚卸資産

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のうち、いずれか低い方で認識される。ただし、トレーディング業務のために保有される棚卸資産は、市場価額で計上される。消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法によって評価される。

原価には、すべての直接材料費、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

#### 1.3.17.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質、および
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の計上額は、原料費、労務費および外注費（例えば、フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

各国特有の規制上の義務に従って、燃料の棚卸資産（新しいものまたは完全に消費されていないもの）には、使用済み燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用も含まれている。その費用に対応する金額は、引当金または債務として負債計上されているか、燃料の積載時に全額最終的に支払われている。

IAS第23号に準拠して、核燃料在庫の資金調達により発生した利息費用は、当該在庫が反復的に大量生産されることを条件に、その期の費用として計上される。

核燃料の消費量は、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。この量は棚卸資産の加重平均原価で評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

#### 1.3.17.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 各種の環境政策に基づき発行された証書（注記1.3.27を参照）。
- ・ 発電容量義務メカニズム（フランスの発電容量保証）に基づき発行された証書（注記4.3を参照）。
- ・ 仕掛品および進行中のサービス。特にEDF Énergies Nouvelles、DalkiaおよびFramatomeの事業に関連するもの。
- ・ ガス在庫。

その他のトレーディング以外の事業用棚卸資産は、一般に、直接および間接購入費用を含む加重平均原価で評価されている。

予備部品の減損は、これらの部品の回転率に依存する。

トレーディング目的で保有される棚卸資産は市場価額で計上される。

### 1.3.18 営業債権

営業債権は、当初、受け取ったか受け取る予定の対価の公正価値で認識される。債権の種類に応じて評価された回収可能性に基づく価額が帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。

営業債権には、供給済のエネルギーに対する未請求の債権価額も含まれている。

### 1.3.19 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、既知の金額の現金に容易に換金可能であり、通常、取得日後3か月以内に満期を迎え、価額の変動について僅少なりiskしかない、直ちに利用可能な手許流動性および非常に短期の投資から成る。

短期所有で「現金同等物」に分類される有価証券は公正価値で計上され、公正価値の変動額は「その他の金融収益および費用」に含まれる。

### 1.3.20 自己資本

#### 1.3.20.1 金融商品の公正価値修正

金融商品の公正価値修正は、売却可能金融資産および一部のヘッジ手段の公正価値の再表示に起因する。

#### 1.3.20.2 新株発行費

新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含む。当該費用は、税引後の金額で発行プレミアムから控除される。

その他の費用はすべて、当期の費用となる。

#### 1.3.20.3 自己株式

自己株式は、EDFが発行し、EDFまたは連結グループ内の他の企業が所有する株式である。自己株式は取得原価で評価され、処分日まで自己資本から控除される。自己株式の処分に係る純損益は、自己資本に直接計上され、純利益には影響を及ぼさない。

#### 1.3.20.4 永久劣後債

2013年度および2014年度に、EDFは、ユーロ、米ドルおよび英ポンド建の数本のトランシェから成る永久劣後債を発行した（ハイブリッド債の発行）。これらの社債は、個別の発行条件ごとに異なる最低期間の経過後に、その後は各利息支払日ごと、または極めて特殊な状況（IFRSもしくは税制の変更等）が起きた場合に、EDFの主導により償還することができる。年利回りは、個別の発行条件ごとに異なる契約条項に基づいて決定および再検討される。支払の無期限の繰延を認める契約条項があることから、EDFに支払義務はない。ただし当該条項は、EDF株主に配当金を支払うことが決定された場合には繰延額を支払わなければならない旨を規定している。これらすべての特性により、元本の払戻しまたは利息の支払において、EDFには現金またはその他の金融資産による支払を回避できる無条件の権利が与えられている。従って、IAS第32号に準拠して、これらの社債は自己資本に計上され、支払額は配当金として処理される。

### 1.3.21 従業員給付引当金以外の引当金

当グループは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額は当グループが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についての当グループによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよび当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

予想費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、予測支出スケジュールにわたって配分される。当該金額は、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整され、名目割引率を用いて現在価値に割り引かれる。引当金は、当該割引後の将来キャッシュ・フローに基づいている。

インフレ率および割引率は、企業が所在する国の経済および規制に関するパラメータに基づき、当グループ資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用の「割引の影響」に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

#### 1.3.21.1 原子力発電関連引当金

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拋出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。
- ・ 発電所の廃炉費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

炉心核燃料費用は、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料に係る損失、ならびに燃料処理およびこれらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

フランスおよび英国の原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記29に記載されている。

#### 1.3.21.2 その他の引当金

その他の引当金は、主に以下に関連する。

- ・ 子会社および投資関連の偶発債務
- ・ 税金負債
- ・ 訴訟
- ・ 不利契約および完成時損失
- ・ 環境計画

不利契約引当金は、主にエネルギー売買複数年契約に関連している。

- ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
- ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。

Framatomeの長期契約に係る収益および利益マージンは、工事進行基準により計上されている。完成時の見積損益がマイナスとなる場合、当該損失は、工事進行基準の下で既に認識済の損失を控除後で、直ちに純損益に計上され、引当金が計上される。

環境計画引当金は、温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書の与えられた目標に対する不足分を補填するために設定されている（注記1.3.27を参照）。

非常に稀な状況では、情報開示によって当グループが著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟に関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

### 1.3.22 従業員給付引当金

当グループは、事業展開している各国において施行されている特定の法律および施策に従って、従業員に対して雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば長期勤続報奨）を付与している。

#### 1.3.22.1 従業員給付の計算および認識

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、期末日現在で従業員がすべての形態の制度の下で稼得している受給権の現在価値を、昇給予想および各国固有の経済状況を考慮して、決定するものである。

雇用後給付債務は、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・ 各制度に適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- ・ 従業員の年功を参照する退職時の給与水準、予想される昇進の影響に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- ・ 従業員の離職率および死亡率に関する各国のデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- ・ 該当する場合には、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 地域および債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFグループのコミットメントと同様の期間を有する優良社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、債務の評価額からその債務をカバーする制度資産の公正価値を控除した額に対応する。

従業員給付債務に関連して年度中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- ・ 損益計算書：
  - ・ 当期勤務費用。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
  - ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応し、現在、運用収益は債務に関する割引率と同一の割引率を用いて計算されている。
  - ・ 過去勤務費用。給付制度の変更/清算または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。
  - ・ その他の長期給付に関連する数理計算上の損益。
- ・ その他の連結包括利益：
  - ・ 雇用後給付に関連する数理計算上の損益。
  - ・ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

#### 1.3.22.2 雇用後給付債務

当グループの従業員は、退職すると、国内規則により定められた年金からの給付を受ける。従業員はまた、会社が直接支払う給付および適用される法規に定められた付加給付を受ける権利を取得する場合もある。

##### 1.3.22.2.1 IEG制度の適用を受けるフランス企業

IEG（電力およびガス）産業特別制度に属する企業、具体的にはEDF、Enedis（旧ERDF）、RTE、Électricité de Strasbourg、EDF PEI、Dunkerque LNGおよびTIRU下位企業集団の一部の子会社は、ほぼすべての従業員が特別年金制度およびその他の法定給付を含むIEG法の恩恵を受けているグループ会社である。

2005年1月1日に効力を生じたIEG産業の制度の財政改革以降、CNIEG (Caisse Nationale des IEG、当該産業の特別年金機関) は、IEG特別年金制度のみならず、当該産業のための業務上の事故、傷病および死亡保険も運営している。

CNIEGは、2004年8月9日付法律によって創設された、私法の管理下にある社会保障機関である。当該機関は、法律上の事業体として位置付けられ、フランス政府の監督下にあり、フランスの予算、社会保障およびエネルギー担当大臣との共同の監督下で運営されている。

当該法律によって導入された資金協定に基づき、IEG産業の企業は、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度 (CNAV、AGIRCおよびARRCO) またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) 課税による資金供与のない給付金を填補するための年金引当金を設定している。

この積立方法の結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更 (従業員に有利か不利かを問わない) により、当グループが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより引当金を計上している年金関連債務は以下を含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務(送電および配電)について2005年1月1日以降に稼得した特別給付 (同日前に稼得した給付はCTA課税を財源とする)

年金に加え、元IEGの従業員 (現在就業していない) に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付：IEG国家法第28条により、元IEGの従業員および現従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngie (旧GDF-Suez) グループの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価を基に評価されている。これにはEngieとの間のエネルギー交換契約に基づく支払額も含む。
- ・ 退職慰労金：老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合にはその被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる (国家法第26条第5項)。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる (限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償) か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる (発生費用と同額の裁量補償)。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

#### 1.3.22.2.2 IEG特別制度の適用を受けないフランス内外子会社

年金債務は、基本的に、英国の会社に関連するもので、その大部分が確定給付制度によりカバーされている。

英国では、EDF Energyにおいて、以下の3つの主要な確定給付年金制度を有している。

- ・ 電力供給年金制度 (ESPS) の傘下にあるBritish Energy発電グループ (BEGG) 制度。同制度の大半の加入者は原子力発電の従業員である。2012年8月にBEGG制度は新規加入を中止した。
- ・ 同じくESPSの傘下にあるEDF Energy発電および供給グループ (EEGSG) 制度。同制度は、2010年12月に、電力網売却の一部としてUK Power Networksに以前のグループ制度が譲渡された後にEDF Energyに残った従業員向けに設定されたものである。EEGSG制度は以後、新規加入を受け入れていない。
- ・ EDF Energy年金制度 (EEPS)。同制度は2004年3月に設定され、新規従業員の加入を認めている。

2016年度に、EDF Energyは、EEPS CARE（Career Average Revalued Earnings：職歴平均再評価所得）と称する、EEPS年金制度の新規の確定給付部分を導入した。EEPS CAREの下で、年金は、受給者の全職歴にわたる平均給与（インフレ調整後）に相当する年金受給対象給与に基づく。2017年12月に、BEGG年金制度にもCARE部分が導入され、EEPS年金制度の対応部分と同等の条件で、原子力発電の新規従業員の加入を認めている。年金の他の部分は引き続き、受給者の直近の年金受給対象給与に基づいている。

各年金制度は財政的にそれぞれ独立している。BEGG制度およびEEGSG制度は、英国民間部門最大の年金制度の一つである産業全体のESPSの一部である。

当該制度は、別個の信託により外部管理される。受託者は企業および制度加入者により任命され、その排他的利益のために基金を管理する。受託者は制度の数理計算上のレビューを3年ごとに実施し、積立水準、雇用者および従業員の要拠出額ならびに支払計画を決定する。受託者は、企業の合意を得て、制度の投資戦略を定める責任を負う。

#### 1.3.22.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、国内法規、具体的にはIEG体制のもとにあるEDFとフランス国内子会社に対する電力およびガス産業を規制する法規に従って稼得される。これらには、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに就労不能および傷病による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

#### 1.3.23 特別委譲負債

これらの負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
  - ・ 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
  - ・ 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。

資産が取替えられると、取替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は消去され、既存資産に対する権利に振替えられる。これは新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲者の取替予定資産に対する権利は資産の更新により振替えられ、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

一般に、特別委譲負債の価額は、以下のように決定される。

- ・ 既存資産に対する委譲者の権利は、委譲資産に対する委譲者の想定持分を示すものであり、貸借対照表に計上された資産を基に評価される。
- ・ 取替予定資産に係る義務は、年度末現在での減耗を考慮して測定された毎年度末現在の関連する資産の見積価額を基に評価される。
  - ・ 更新引当金の計算は、年度末に評価された資産の取替価額と取得原価の差額を基礎とする。毎期の引当金繰入額はこの差額（既存の引当金控除後）を基礎とし、この純額が資産の残存耐用年数にわたり計上される。結果として、ある項目について認識される費用計上額は時間とともに増加する。
  - ・ 委譲者の供与資金の償却は、資産の取得原価のうちの委譲者が資金供与した部分を基礎とする。

当グループは、取替予定資産に係る義務は委譲契約中の特別条項を基に評価されるべきであると考えている。このアプローチによれば、これらの義務は委譲者向けの年次報告書において計算され、報告された契約上の義務の価額で計上される。契約上の価額は、EDFグループがいつか委譲運営者としての地位を喪失する可能性も反映している。

特別条項が存在しない場合には、代替的なアプローチにより、委譲運営資産の工業用耐用年数到来時における取替えに必要な支払額の現在価値で、契約上の義務を計上することになる。

この代替的なアプローチ、すなわち、取替予定資産の資金供与という将来の債務の割引によった場合の影響額を参考として示すと、以下の通りとなる。

この試算に当たり使用した主要な仮定は、以下の通りである。

- ・ 更新引当金の計算の基礎は、每期1.5%の予想インフレ率を適用して算出した資産の耐用年数到来時の見積取替価額から資産の取得価額を控除したものである。この金額は、資産の減耗を基に4.1%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた4.1%で割引かれている。

以下の表は、Enedisに関する2017年度の試算の主な影響を示している。

- ・ 損益計算書への影響

| (単位：百万ユーロ、税引前) | 2017年度 |
|----------------|--------|
| 営業利益           | 152    |
| 金融損益           | (377)  |
| 連結会社の税引前利益     | (225)  |

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

| (単位：百万ユーロ、税引前) | 2017年度 |
|----------------|--------|
| 期首現在           | 1,977  |
| 期末現在           | 1,752  |

この方法による委譲負債の評価は、原価と支出日に関する不確実性の影響を受け、さらにインフレ率と割引率の影響も受ける。

#### 1.3.24 投資補助金

グループ会社が受け取った投資補助金は、負債の中の「その他の負債」に含まれ、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振替えられる。

#### 1.3.25 売却目的保有に分類された資産および関連負債ならびに非継続事業

売却目的保有に該当する資産および関連負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。

資産または資産グループが非継続事業に分類された場合には、当該非継続事業に関連する収益および費用は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。

#### 1.3.26 資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力に対する制約の内容および範囲

資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力を限定する可能性のある制約の主なものは、以下の項目に関連している。

- ・ 従業員給付への資金供給目的で保有する資産（主にフランスおよび英国－注記1.3.22を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランスおよび英国－それぞれ注記47および注記29.2を参照）。

- ・ 規制上のメカニズムに従っているか否かを問わず、委譲契約に係る有形および無形資産ならびに関連負債（エネルギーまたはエネルギー関連サービス供給義務、投資管理規則、契約終了時の委譲施設返還義務、契約終了時の要支払額、料率制限等）。これらの制約は、主にフランス（EDF、EnedisおよびDalkia）、次いでイタリアにおけるこの種の資産に当てはまる（注記1.3.13および注記1.3.23を参照）。
- ・ 当グループの一部の子会社に対する投資の売却は、特にその会社が規制対象事業を行うか原子力発電所を操業している場合（英国のEDF Nuclear Generation Ltd.、中国のTaishan (TNPJVC) および米国のCENGの場合がこれに当たる）、国の機関による承認を必要とする。
- ・ 保険子会社が健全性比率の要件を充足するために計上した健全性引当金および販売容量に関して講じた措置。
- ・ 配当金の分配が銀行債務の返済（もしくは借入金に関する適格性）および株主に関する条件に従うことを規定した融資契約を利用しているか、または一定の国における規制上の制限を受ける、一部の企業の現金。

当グループが支配している企業に関連する一部の株主契約には、ある特定の重要な意思決定について少数株主の承認を必要とする、少数株主保護条項が含まれている。

最後に、当グループ企業に供与された一部の融資貸付には早期償還条項が含まれており（注記38.2.6を参照）、現金および現金同等物の一部の項目には制約が課されている（注記37を参照）。

### 1.3.27 環境

#### 1.3.27.1 温室効果ガス排出権

現在施行されているシステムについては、注記49.1に記載している。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFグループではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルでは、保有する権利は公正価値で棚卸資産に計上される。年度中に観察された公正価値の変動は損益計算書に計上される。

温室効果ガスに係る規制上の要求に従うために保有する権利（「生産」モデル）は、無形資産に計上される。

- ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
- ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

所定の期間中の当グループ内企業による見積排出量が、その期間に無償で割り当てられた排出権から現物ないし先物市場で売却された割当済権利を控除後の残量を超える場合、排出超過を填補するための引当金が設定される。この引当金は、保有する権利の不足分（実際の排出量と保有する割当済権利との決算日現在での差）に相当する。

排出権の無償割当がない場合、決算日現在の実際の排出量相当の引当金が定期的に計上される。

いずれの場合も、この引当金は、現物ないし先物市場で取得された権利の量までは取得原価を基礎として測定され、残量は市場価格に基づく。この引当金は、排出権を国に提出する際に取り崩される。

決算日現在で、当年度の排出権および排出権提出義務のポートフォリオは、相殺しないで総額で表示される。

期末日現在で無形資産として計上され、先物売りの対象となっていない購入排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の購入した権利の数量を上回る場合には、その超過分に対して減損テストが行われなければならない。購入した権利の保有分に関して重要なマイナスの差額がある場合、減損が記帳される。



### 1.3.27.2 再生可能エネルギー証書

現在施行されている制度については、注記49.3に記載している。

EDFグループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 義務対象外発電業者については、発電量に基づき取得した証書は供給業者に販売されるまで「その他の棚卸資産」に計上する。
- ・ 義務対象発電業者、および発電と供給の両方を行い規定量の再生可能エネルギーの販売義務を負う企業については、当グループは発電量に基づき取得した証書に以下の会計処理を適用する。
  - 義務の水準に到達するまでは当該証書は認識されない。
  - 義務を上回る証書は「その他の棚卸資産」に計上される。
  - 企業が年度末に義務を充足する立場にない特別な状況の場合には、当グループは以下の会計処理を適用する。
    - ・ 義務を充足するために有償で取得された証書は取得原価で無形資産に計上される。
    - ・ 年度末の義務と比較した証書の不足分相当の引当金が計上される。この引当金の価額は、現物ないし先物市場において購入済みの証書の取得価格および残量についての市場価格または罰金額を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に取り崩される。

トレーディング業務の一環として実施される証書の先物売買は、IAS第39号に準拠して計上され、貸借対照表日現在の公正価値で評価される。公正価値の変動額は損益計算書に計上される。

### 1.3.27.3 省エネ証書

現在施行されている制度については、注記49.2に記載している。

EDFグループは、国から省エネ証書を受けるためにその資産または最終顧客との間の取組みに関する施策を実施するか、または省エネ証書を直接購入するかのいずれかによって、その義務を履行している。

省エネ義務の累積分を充足するために発生した費用は以下のように処理される。

- ・ 企業の行う対策がその企業自身の資産に関係し、その費用が資産の認識基準を満たす場合には、有形固定資産。
- ・ その費用が資産計上の要件を満たさない場合または行われた行為が第三者の省エネを促進するためのものである場合には、発生年度の費用。

期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、義務履行に使用されるまで、棚卸資産に含まれる。達成した省エネが、省エネ義務の累積分に満たない場合には、引当金が認識される。引当金の額は、販売したエネルギーに関連する義務を充足するために今後取るべき対策の費用に相当する。

### 1.3.27.4 環境費用

環境費用とは、当グループの業務に起因するかその可能性がある環境破壊の防止、削減または修復のために発生する識別可能な費用である。これらの費用は、以下のように処理される。

- ・ 将来の破壊の防止もしくは削減、または資源保護のために生じたものである場合には資産計上される。
- ・ 年度末現在で存在する債務に対応する費用であって、当該費用により報告日現在で資源の流出が発生する可能性が高いか確実である場合には、環境負債および環境リスク引当金の増加として計上される。
- ・ 環境問題、環境管理、環境税、廃水・廃ガスおよび非放射性廃棄物の処理、または、投資に関係しない調査を担当する団体の営業費用である場合には費用計上される。

### 注記2．比較可能性

2017年度中には会計処理方法の変更はなかった。

### 注記３．重要な事象および取引

#### 3.1 EDF SAによる増資

2017年３月30日にEDFは、既存株主の優先引受権が付された現金増資を実行した。

増資総額（発行プレミアムを含む）は合計4,018百万ユーロであり、632,741,004株の新株が、１株当たり発行価格6.35ユーロで発行された。この合計額は以下から成る：

- ・ 資本金増加額316百万ユーロ
- ・ 発行プレミアムの総増加額3,702百万ユーロ

発行費（税引後）は発行プレミアムから控除される。

フランス政府は、そのコミットメントに従い30億ユーロ、すなわち増資の約75%を引き受け、当該取引後は当社資本金の83.10%を保有することになった。この増資の結果、フランス政府の保有株式の希薄化により浮動株が増加し、民間（従業員を含む）が保有する当社株式の比率は14.25%から16.81%に上昇した。

#### 3.2 FRAMATOMEの75.5%の取得

AREVA SAおよびEDFのそれぞれ2017年12月13日および14日の取締役会による当該取引の承認を受け、両社は、2017年12月22日付で、最終的な法的拘束力を持つ契約に署名した。当該契約は、AREVA NPの100%子会社（NEW NP）に対するEDFの独占的支配権を与える持分の、2017年12月31日付のEDFへの売却に関する条件を定めたものである。NEW NPは、原子炉および核設備、燃料集合体、ならびに原子力設置基盤向けサービスの設計および製造に関連した旧AREVAグループの事業から構成されている。

当該契約の条件の下で、EDFによるNEW NP資本の75.5%の取得は、金融債務を移転しない、調整後評価額24.7億ユーロ（資本の100%）を基礎とした。この価格は、2017年度の予測EBITDA<sup>(1)</sup>の８倍相当であった。

<sup>(1)</sup>取得した事業から大型プロジェクトを除く経常的なプロフォーマEBITDA。

この金額は、完了日（2017年12月31日）時点の確定後の財務諸表に基づいて、上方または下方修正される可能性がある。また、完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に応じて、245百万ユーロを上限とするアーンアウト支払額が生じる可能性もある。EDFはまた、負債保証条項の便益も受けている。

EPRオルキルオト３プロジェクトに関する契約および当該プロジェクト完了に必要な資源、ならびにル・クルーズ工場で鍛造された部品に関連する一定の契約は、EDFの取得対象に含まれず、AREVA SA傘下のAREVA NPに留保される。

2017年12月22日付のこれら法的拘束力を持つ契約の署名は、フランス原子力安全当局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）が2017年６月28日に公表したフランマンヴィル３の原子炉容器の試運転に関する肯定的な見解を受けたものであった。2017年７月12日、EDFは、この原子炉容器の一部で識別された炭素偏析に関係するため、一次回路に異常がないことに関する前提条件を放棄することを決定した。

これらの契約はまた、NEW NPに移管された契約に関してル・クルーズ、サン・マルセルおよびジュモンの工場において実施された品質監査の完了および満足な結論も受けたものであった。EDFは、当該品質監査に関連した残留リスクについて、AREVA SAから保証を受けている。

2017年12月31日に、当グループは、Framatomeの75.5%の取得を完了した。

EDFとAREVA SAの間の当該取引の完了と同時に、三菱重工業株式会社およびAssystemは、Framatomeに対するそれぞれ19.5%および５%の投資を引き受けた。

EDFが2017年12月22日に署名した最終的な株式購入契約に定める免責付与メカニズムおよび保証が、三菱重工業株式会社およびAssystemにも適用される。

最後に、このNEW NPの新たな3株主は、2018年1月4日付でNEW NPの名称をFramatomeへ変更することを決定した。

2018年2月3日に、Teollisuuden Voima (TV0)は、欧州一般裁判所に対し、EDFのFramatome取得を認めた欧州委員会の2017年5月29日付決定が集中抑制規則に違反しているとの理由で、その取消しを求める訴訟を提起した。当該訴訟の通知には、法律上の申立ておよびTV0が提出した主な論拠が記載されているはずであるが、欧州連合官報に未掲載であるため、現時点では、EDFはその内容を知らされていない。

### 3.2.1 経緯

EDFとAREVA SAは、両社間の提案されたパートナーシップに関する協議の進捗を正式に記した法的拘束力を持たない覚書に2015年7月30日付で署名した。この覚書は3つのセクションから構成されていた。

- ・ EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得。この計画では、EDFがAREVA NPの過半数支配を有し、AREVAが戦略的パートナーシップの一環で最大25%を保有し、他の少数持分パートナーにも潜在的に影響が及び得るとされていた。
- ・ フランスおよび国外における新規プロジェクトのための原子力島の設計および建設ならびにコマンド管理システムを最適化するための、EDFが80%、AREVA NP（現Framatome）が20%を所有する専業会社（2017年5月17日創設のEdvance）の設立。
- ・ 包括的な戦略上および産業上のパートナーシップ契約の締結。

2016年7月28日に、追加的な、法的拘束力を持たない覚書が、同じ当事者間で署名された。この覚書は、EDFの取得予定事業に関する最終評価額のEDF取締役会による承認を正式に確認し、2016年度初めからの以下の新たな展開に留意したものであった。

- ・ オルキルト3（OL3）プロジェクトのリスクからEDFを完全に保護するための当初提案された取り決めに係るTV0との協議が不調に終わり、以下の新たな取引構造となった。すなわち、New NPを設立し、EDFが同社の独占的支配権を取得する。同社は、オルキルト3の契約およびEDFが負う意思のなかったリスクに関わるその他一定の契約を除き、AREVA NPが現在保有する契約を引き継ぐ（次項を参照）。
- ・ AREVA NPのル・クルーズ工場において、炭素含有量の管理不十分（炭素偏析）または製造記録の不正の存在による品質不良の事例が観察された。新たな覚書では、これらの問題の帰結に対し、補償およびEDFの保護に関する原則が記載された。すなわち、終了した契約をNew NPに移管しないこと、個別の補償および全般的な保証、取得完了のための品質監査関連の前提条件である。
- ・ AREVA NPは、引き続きAREVA SAの完全所有子会社であり、New NPに移管されない既存契約のすべてを引き続き保有する。

この覚書の条件に従い、2016年11月15日に、株式売却契約が、EDF SAと、AREVA SA／AREVA NPの間で署名された。

この取引の完了は、以下を条件としていた。

- ・ フラマンヴィル3の原子炉の一次回路テストの結果に対するASNの有利な結論
- ・ ル・クルーズ、サン・マルセル、ジュモンの工場における品質監査の満足な結論をもつての完了
- ・ 合併を管轄する関係当局の承認。

### 3.2.2 Framatomeの事業

新Framatomeグループの事業は、主に以下のものである。

- ・ 既存の原子力発電所向け原子力発電所構成要素の工業設計、生産および設置、ならびに大型新規原子炉プロジェクトの管理
- ・ 原子力施設の利用可能性および競争力を、同時に計装制御システムの生産により原子力蒸気供給システムの安全性を強化しながら、高めるためのサービス事業
- ・ 電力事業者および一定の研究用原子炉向け核燃料集合体の生産。

これらの事業は、6つの事業単位によって実施され、そのほとんどはフランス、ドイツおよび米国に所在している。

- ・ エンジニアリングおよび設計機関：原子力蒸気供給システムの開発、設計、認証および認可、ならびに関連するサービス
- ・ 大型プロジェクト：新規原子炉プロジェクトのエンジニアリングからプロジェクト完了までの管理および実施。
- ・ 設置基盤：既存および建設中の原子力発電所の保守およびエンジニアリング・サービス
- ・ 燃料：加圧水型原子炉（PWR）、沸騰水型原子炉（BWR）および研究用原子炉向け燃料集合体および炉心構成品の開発、設計、認可および生産、ならびにジルコニウム製品の開発
- ・ 部品：原子力発電所向け重機および移動式機器の設計および生産
- ・ 計装制御（I&C）：稼働中および新設の蒸気供給システムの安全のための計装制御システムの設計および生産。

EDFは、2017年12月31日完了の取得前からのFramatomeの主要顧客であり、当該取引後も同様である（注記48を参照）。

EDFグループはFramatomeを、燃料集合体の生産、発電所保守作業および設備購入（蒸気供給システムの供給および設置等）に利用している。

Framatomeはまた、現在建設中のEDFの新EPR原子炉（フラマンヴィル3およびヒンクリー・ポイントC）向け蒸気供給システムおよび計装制御の当初設計から試運転までの全工程を対象とした供給業者でもある。

### 3.2.3 EDFの連結財務諸表における会計処理

この取得の対象となったFramatomeグループを形成するために、AREVA SAは予備的な組織再編を行った。その主要なステップは以下の通りである。

- ・ AREVA NPからNew NP SASへの一部資産の抛却。ただし、ル・クルーズ工場に関する一部の契約は除く（2017年9月29日付一部資産の抛却契約、遅延効果は2017年12月31日まで）。この移管は独立査定人が発行した公正性に関する意見書（フェアネス・オピニオン）、一定の識別資産に関する専門家の報告書、ならびに2つの独立評価監査人の報告書（commissaires aux apports）に基づく実質価値により行われた。
- ・ AREVA GmbHからNew NP GmbHへの2017年10月31日付の資産および負債の売却（オルキルト3プロジェクトに帰属する資産は除く）。この取引も、独立財務専門家の評価に基づく実質価値により行われた。

ガバナンスの取決めおよび所有割合の分析の結果、Framatomeは当グループにより完全連結されている。

2017年12月31日付のFramatome事業に対する支配の獲得により、当グループは、IFRS第3号に準拠して、Framatomeの識別可能資産・負債を取得日現在の公正価値で認識した。この評価は暫定的であり、当グループは、12か月以内に購入価格の配分を確定する。

この購入価額配分のためにEDFが行った作業は独立の財務評価専門家の支援を受けて実施されたものであり、Framatome買収前に予備的組織再編の一環として実施された評価の結果を考慮に入れていた。

2017年12月31日付のFramatomeの75.5%の取得は、暫定的な約1,257百万ユーロ（部分のれん方式に基づき測定）の認識により、当グループの連結財務諸表に反映されている。

### 3.2.4 EDFグループの連結財務諸表におけるFramatomeの開始貸借対照表科目およびのれんの決定

#### 3.2.4.1 暫定的開始貸借対照表の決定

Framatomeの識別可能資産・負債の公正価値は、当グループの現時点での最善の見積額である。これはFramatomeの入手可能な事業計画に基づき、標準的な評価方法を適用して決定された。

取得資産および引受負債の公正価値を含む、Framatomeの2017年12月31日現在の暫定的な開始貸借対照表（資本100%による）は以下の通りである。

#### 資産

（単位：百万ユーロ）

のれん

その他の無形資産

有形固定資産

#### 暫定的開始残高

-

1,236

1,100

|                     |              |
|---------------------|--------------|
| 関連会社および共同支配企業に対する投資 | 92           |
| 金融資産                | 176          |
| 繰延税金資産              | 131          |
| 棚卸資産                | 565          |
| 営業債権                | 4,427        |
| 当期税金資産              | 5            |
| その他の債権              | 613          |
| 現金および現金同等物          | -            |
| <b>資産合計</b>         | <b>8,345</b> |

#### 自己資本および負債

(単位：百万ユーロ)

|                      | 暫定的開始残高      |
|----------------------|--------------|
| 資本金                  | 707          |
| 連結剰余金                | 103          |
| <b>自己資本（当グループ持分）</b> | <b>810</b>   |
| 非支配持分                | 10           |
| <b>自己資本合計</b>        | <b>820</b>   |
| 引当金                  | 984          |
| 金融負債                 | 12           |
| 繰延税金負債               | 141          |
| 営業債務                 | 460          |
| 当期税金負債               | 1            |
| その他の負債               | 5,927        |
| <b>自己資本および負債合計</b>   | <b>8,345</b> |

このFramatome下位企業集団の貸借対照表は、当グループ企業との取引残高消去前で表示されており、その主なものは営業債権およびその他の負債に関連している。

取得資産および引受負債の公正価値修正による主な再表示は、無形資産に関連するものであり、以下の項目に影響を与えている。

- ・ 無形資産の公正価値修正554百万ユーロ。内訳は以下の通りである。
  - ・ Framatomeブランド132百万ユーロ（ロイヤルティ免除法により評価）。このブランドの有効期間は確定できないと考えられる。
  - ・ 顧客関係156百万ユーロ（超過収益法により評価）。取得対象となるFramatomeグループをAREVAが形成した際に、一部の顧客関係がその実質価値246百万ユーロで計上された結果、顧客関係の総額が402百万ユーロとなった。これらの顧客関係の有効期間は事業単位ごとに決定され、その平均は約11年である。
  - ・ 技術266百万ユーロ（ロイヤルティ免除法により評価）：コードおよび方法、EPR技術、ソフトウェア、製品、特許および企業秘密。取得対象となるFramatome下位企業集団をAREVAが形成した際に、一部の技術がその実質価値436百万ユーロで計上された結果、技術の総額は702百万ユーロとなった。この技術の有効期間は事業単位ごとに決定され、その平均は15～20年である。
- ・ 正味繰延税金（131）百万ユーロ。

繰延税金の再評価は、開始貸借対照表を決定する目的で適用された公正価値修正（税引前で554百万ユーロ）に関する税効果のみに関連していた。

これらの開始貸借対照表上の資産および負債が影響を受ける主な仮定は、以下の通りである。

- ・ Framatomeブランドおよび技術の評価に使用されたロイヤルティ率
- ・ 利益マージン率
- ・ 将来キャッシュ・フローに適用された割引率
- ・ 顧客契約に関する減少率

#### 3.2.4.2 暫定的のれんの決定

当該取引時に、75.5%の所有割合に基づいて部分のれん方式で計上された暫定的なのれんは、以下の通り決定されている。

(単位：百万ユーロ)

|                           |       |
|---------------------------|-------|
| 投資の購入価格                   | 1,868 |
| 2017年12月31日現在で移転された対価 (A) | 1,868 |
| 取得したFramatome資産の公正価値      | 611   |
| 取得資産および引受負債の公正価値 (B)      | 611   |
| 暫定的のれん(A)-(B)             | 1,257 |

暫定的のれんの算定に使用された取得価格は、当該取引の完了時に支払った調整後の暫定価格である。

認識された暫定的のれんは、主に以下に対応している。

- ・ FramatomeのEDFグループとの間の既存の顧客関係（注記3.2.2を参照）
- ・ Framatomeの将来の（EDFおよび外部顧客との）顧客関係、ならびに技術
- ・ Framatomeの人的資本

### 3.2.4.3 非支配持分

Framatomeの非支配持分は、2017年12月31日現在199百万ユーロであり、株主である三菱重工業（19.5%）およびAssystem（5%）から構成されている。これらの株主は2017年12月31日付でその持分を取得した。

### 3.2.5 当グループの純利益および純負債額に対する当該取引の影響

Framatomeの取得は、その取得日が2017年12月31日であることから、当グループの2017年度の純利益には影響を与えない。

取得価格1,868百万ユーロ<sup>(1)</sup>を支払った結果、当グループの2017年12月31日現在の純負債額が同額増加した。当該取引は、金融純負債を移転しないことを基礎として行われた。

(1) 資本100%に対し2,475百万ユーロの価格に基づく。

### 3.2.6 Framatomeの支配の獲得が当グループの2017年度の主要な指標に与える影響

Framatome下位企業集団は、当該取引を目的として当該取引日現在で設定された新規の下位企業集団である（注記3.2.3を参照）。従って、以下に記載する数値は、当該取得において引き継いだ事業に関する、EDFグループとの取引を勘案した最善の見積額である。

これを基礎として、当該取得が2017年12月31日ではなく2017年1月1日に行われたと仮定した場合には、Framatomeは2017年1月1日から完全連結されることとなり（購入価格の配分による影響を除く）、当グループの売上高ならびに減価償却費および償却費控除前営業利益をそれぞれ約17億ユーロおよび2億ユーロ増加させる。

Framatomeは、グループ外売上高の成長およびコスト管理の向上（特に品質不適合コストおよび全社費用）により、2018年度の減価償却費および償却費控除前営業利益は増加すると予想している。

### 3.3 ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの明確化

2016年9月におけるEDFの最終的な投資意思決定の後、プロジェクト会社（NNB）と協力して実施されたHPCプロジェクトの費用および予定表のレビューの結論は、以下の通りであった。

- ・ 2019年度半ばに予定されている、1号機建設のための最初の原子力安全コンクリート工程の節目が確認された。ただし、過密スケジュールとなっている最終設計が2018年度末までに確定することを前提としている。
- ・ プロジェクト完成費用は現在、196億英ポンド（2015年英ポンド<sup>(1)</sup>）と見積られ、従前の見積額を15億英ポンド（2015年英ポンド）上回っている。この新たな見積額は、供給業者と協力する操業活動計画の成功裏の完了を前提としている。見積追加費用<sup>(2)</sup>は、主に、規制当局の要求に適合するよう修正された設計、現場の作業量および優先順位付け、ならびに供給業者契約の段階的实施に関する理解が向上したことに起因する。EDFの予測利益率（IRR）は、当初の約9%に対し、現在は約8.5%と見積られている。
- ・ 商業運転日（COD）の遅延リスクは、1号機については15か月、2号機については9か月と見積られている。当該リスクは、約7億英ポンド（2015年英ポンド）の潜在的追加費用を伴う可能性がある。その場合、EDFのIRRは約8.2%となる。

プロジェクト会社NNBは、当該レビューの勧告を自社のガバナンス規則に準拠して検証および実施する。

プロジェクト管理チームは、1号機の当初の引渡し目標である2025年度末に間に合わせるため、また、費用およびリスク低減のための活動計画を識別および実施するため、懸命に取り組んでいる。

- (1) 建設中の利息および当該プロジェクト向け参照為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替の影響を除く。
- (2) 活動計画分を控除後。

### 3.4 処分計画

#### 3.4.1 CTEの49.9%の売却の完了

2017年3月31日に、EDFは、2016年12月以後RTEを100%所有していた送電事業者Coentreprise de transport d'électricité (CTE、旧C25) に対する49.9%持分の Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesへの売却を完了した。

この完了後、EDF、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesは、CTEのそれぞれ50.1%、29.9%および20.0%の持分を所有している。

この売却は、RTE100%に係る82億ユーロの評価額に基づいていた。

新株主契約は、エネルギー移行を支える送電システム基盤の効率最大化を目指すというRTEの長期投資戦略を強化する。

#### 連結財務諸表に対する影響

この取引は、その他の費用および収益に1,462百万ユーロ（連結純利益に1,289百万ユーロ）の影響を与え、EDFグループの純負債額の約40億ユーロの減少に貢献した。

従来、売却予定のCTEの貸借対照表科目の49.9%持分は、2016年12月31日現在で売却目的保有の資産および負債として分類されていた。

この取引後、取得原価で計上されていたEDFのCTEに対する50.1%投資は、持分法により会計処理され、全額が専用資産ポートフォリオに配分された。

#### 3.4.2 EDF Polska資産のPGEへの売却の完了

2017年11月13日に、EDFは、EDF Polska資産（熱電併給および発電）<sup>(1)</sup>のPGE Polska Grupa Energetyczna SA<sup>(2)</sup>への売却を完了した。

この取引は、EDFとPGEの間で2017年5月19日に署名された売却契約の下で必要とされたすべての規制上の承認および認可が得られたことを受けたものであった。

この取引は、EDF Polskaの100%に対し約61億ズロチ（約14億ユーロ<sup>(3)</sup>）<sup>(4)</sup>の評価額を基礎とした。この取引は、EDFグループの純負債額の10億ユーロの減少に貢献している。

この取引は、当グループの損益計算書に重要な影響を与えていない。

関連するEDF Polska事業資産は、2016年12月31日現在、売却目的保有の資産および負債に分類されていた。

- (1) この取引は、リブニク発電所、クラクフ、チェクニカ、グダンスク、グディニャ、トルンおよびヴロツワフ石炭火力熱電併給発電所ならびにザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラ・ガス火力熱電併給発電所に関連し、発電容量は合計4.4GWhthおよび1.4GWeである。これは、チェクニカ、トルン、ザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラの温熱輸送ネットワークを含む。ヴロツワフ発電所ならびにチェクニカ、ザヴィダヴィエおよびジェロナ・グラの熱電併給発電所および温熱輸送ネットワークはKogeneracjaの50%+1株持分を通じて間接的に所有されている。
- (2) PGEは、その58%をポーランド政府が所有する同国最大の発電業者である。
- (3) 2016年12月31日現在。
- (4) 少数持分を控除後で49億ズロチ（約11億ユーロ）に相当する。

### 3.4.3 EDF Démasz Zrt.の100%の売却

2017年1月31日に、EDFとENKSHは、EDF Démasz Zrt.の全資本の売却を完了した。この発表は、ハンガリーのエネルギー部門の規制当局およびフランス経済省による当該取引の承認を受けたものであった。

当該取引は、EDFのEDF Démasz Zrt.に対する100%持分を約400百万ユーロと評価しており、当グループの損益計算書に重要な影響を与えなかった。

### 3.4.4 EDF TradingおよびJERA:石炭売買事業の売却

2016年12月21日のJERA Trading Singapore (JERA TS) との契約の合意を受けて、2017年4月にEDF Tradingは、新たなトレーディング会社(JERA Trading)の持分の3分の1を取得し、2017年度中に同社に石炭事業に関連するいくつかの資産を売却した。近い将来、さらなる売却が行われる予定である。

この取引は、当グループの2017年12月31日現在の損益計算書に重要な影響を与えていない。

## 3.5 1,370億円のサムライ債の発行

2017年1月20日にEDFは、日本市場における期限10年およびそれ以上の4本の優先債（サムライ債）の発行によって、1,370億円（約11億ユーロ）を調達した。

- ・ 固定表面年利率1.088%、期間10年、1,079億円の社債
- ・ 固定表面年利率1.278%、期間12年、196億円のグリーン債
- ・ 固定表面年利率1.569%、期間15年、64億円のグリーン債
- ・ 固定表面年利率1.870%、期間20年、31億円の社債

再生可能投資の専用資金とする合計260億円の2本のトランシェのグリーン債の発行によって、EDFはサムライ・グリーン債の市場を開き、エネルギー移行のための資金調達手段としてのグリーン債の発展への積極的な貢献を続けている。



### 3.6 配当分配に係る3%拠出金の違憲性

2012年にフランスで導入された、配当金の分配に係る分配額の3%の拠出金は、現金での分配を行う会社に対する税金である。

法的異議申立が行われた後、2017年10月6日に憲法制定評議会は、この拠出金が分配利益の源泉（および性質）の唯一の基礎に対して異なる課税上の取扱いを創出しており、法および公的負担の前の平等の原則に反していることから違憲であるとの判決を下した。

EDFグループは、2013年度から2017年度までに関する220百万ユーロの還付請求を提出し、2017年度において、関連する会社につき、遅延利息35百万ユーロを含む、255百万ユーロの未収税金を認識した。2017年12月31日に当グループは、当該請求の一部の還付として国から合計235百万ユーロを受け取った。

### 3.7 2016年度の重要な事象および取引

#### 3.7.1 フランス<sup>(1)</sup>における900MWのPWRシリーズの減価償却期間の50年への延長

(1) フェッセンハイムを除く。

2016年度に、当グループは、フランスにおける900MWのPWR発電所の減価償却期間を産業戦略に合わせるための、すべての技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足されたと考えた。

部品の取替および制御された設備老朽化等に関する実施済みの調査および研究に基づいて、当グループは、当該発電所の技術上の稼働能力が50年以上であるとの十分な確証を得た。これはまた、国際的なベンチマークによっても確認された。

当グループはまた、原子力安全当局（Autorité de Sûreté NucléaireまたはASN）との間で、グラン・カレナージュの総点検プログラムの一環としての一連の第4回10年検査の内容に関する論点についても検討を進めた。いくつかの点が未確定ではあるが、当該検査の構成要素はASNとの収斂過程にあることが、2016年4月にASNからEDFに送付された再検査オリエンテーション・ファイルへの回答により示された。この中でASNは、会社の選んだテーマおよび当該検査に関するコミットメントへの同意を表明した。これは、EDFに10年検査の工業的準備の確実な根拠を与えるものであり、当該手続における重要なステップであった。

第4回10年検査が完了した時点で、900MWのPWRシリーズは、EPRの安全性レベルに可能な限り近くかつ世界最高水準でもある安全性レベルに到達する見込みである。

また、核原子炉の操業耐用年数を40年超に延長することにより、長期的な価格下落があっても40年のシナリオよりも明らかに高いプラスの利益がもたらされた。

さらに、操業耐用年数40年超の原則は、2016年10月27日付政令2016-1442により採択されたフランスの複数年エネルギー計画（Programmations Pluriannuelles de l'Énergie またはPPE）において、確実な電力供給に不可欠なものと記載されている。900MWシリーズの減価償却期間の延長は、PPEの目的（特に再生可能エネルギーの開発および温室効果ガス排出のコントロール）の目的と整合している。

現時点で、900MWシリーズの減価償却期間に係る最善の見積りは50年である。この会計上の見積りは、操業継続を認可するASNの決定には影響を与えない。認可は、現在法律の下で行われているように、各ユニットに対して各々の10年検査の後個々に与えられる。

従って、当グループは2016年1月1日付で、フェッセンハイムを除くフランスにおけるすべての900MWシリーズの発電所についてこの会計上の見積りの変更を行った。

2016年度の連結財務諸表に与えた影響は以下の通りであった。

- ・ 2016年1月1日現在、
  - ・ 支払予定時期の相違により、専用資産によりカバーする引当金に関する1,657百万ユーロを含め、原子力発電関連引当金が2,044百万ユーロ減少した。
  - ・ IFRIC第1号に準拠して資産が同額減少した。この減少はほぼ全額が課税対象であるため、679百万ユーロの当期税金負債を計上した。
- ・ 2016年度の純利益への影響は、減価償却期間が40年で変わらない場合を基礎として見積もられた：
  - ・ 資産価額の減少および減価償却期間の延長の結果、減価償却費は965百万ユーロ減少した。
  - ・ 引当金の減少の結果、時の経過による割引の戻入れに係る費用は90百万ユーロ減少した。
  - ・ 原子力発電所資金調達計画に基づくEDFへのパートナーからの前受金の減少の結果、収益は42百万ユーロ減少した。
- ・ これらの影響により全体として、税引前利益は1,013百万ユーロ増加し、連結純利益は664百万ユーロ増加した。

### 3.7.2 ヒンクリー・ポイントC：最終契約の署名

2015年10月21日に、EDFと中国広核集団(China General Nuclear Power Corporation、CGN)は、サマセットのヒンクリー・ポイントC用地(HPC)におけるEPR2基の建設への共同投資に関する戦略的投資契約に署名した。当該契約には、サフォークのサイズウェル(SZC)およびエセックスのブラッドウェルB(BRB)における新たな原子力発電所の開発に向けた英国におけるパートナーシップも含む。

ヒンクリー・ポイントCに関する最終契約は、EDFの2016年7月28日の取締役会により承認された最終的な投資意思決定を受けて、2016年9月29日に署名された。

戦略的投資契約に基づいて、EDFはHPCプロジェクト企業の66.5%を保有し、CGNは33.5%を保有する。

2015年10月21日に発表された通り、HPCプロジェクト企業および英国政府のエネルギー・気候変動省(DECC)は、政府補助金に係るEU規則を遵守しているとして欧州委員会により2014年10月に承認された差額決済契約の条件を確定した。

このCfdは、2016年9月29日に署名され、以下に定義する契約上の行使価格と発電所の操業開始時から起算して35年の期間にわたる市場価格との差額に基づく支払いを通じて、HPCにより発電・販売される電力に係る利益を保証することを意図している。

### 2016年度の連結財務諸表に対する影響

署名された契約の結果、特に、ヒンクリー・ポイントC(33.5%)およびサイズウェルC(20%)のEDFからCGNへの一部売却が生じた。これらは非支配持分であるため、ヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCは依然として完全連結され、当該取引は純利益に影響を与えなかった。この取引は、自己資本のEDF持分に(548)百万ユーロ、および自己資本の非支配持分に1,510百万ユーロの影響を与えた。これらの金額は、基本的に2009年度に当グループがBritish Energyを買収した際に認識したEDF Energyののれんの一部の、非支配持分への組替から成る。

これらの売却に関して2016年度に受け取った金額は830百万ユーロであった。CGNはまた、当該取引後に実施されたヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCの増資に、その所有持分の範囲内で参加しており、その総額は469百万ユーロであった。

### 3.7.3 優先債の発行

2016年10月6日に、EDFは、米ドル建、ユーロ建およびスイスフラン建の一連の優先債発行により54億ユーロ相当の資金を調達した。その詳細は以下の通りである。

- ・ EDFは4本のトランシェにより30億ユーロの多通貨優先債を発行した。
  - ・ 固定表面年利率1%、期間10年、1,750百万ユーロのグリーン債
  - ・ 固定表面年利率1.875%、期間20年、750百万ユーロの社債
  - ・ 固定表面年利率0.3%、期間8年、400百万スイスフランの社債
  - ・ 固定表面年利率0.65%、期間12年、150百万スイスフランの社債
- ・ 同日に、EDFは台湾市場における2本の優先フォルモサ債を通じて約20名の投資家から27億米ドルの資金を調達した。
  - ・ 固定表面年利率4.65%、期間30年、491百万米ドルの社債
  - ・ 固定表面年利率4.99%、期間40年、2,164百万米ドルの社債

これらの取引によって、当グループは、投資家基盤をさらに多様化し、総債務の平均期間を延長することが可能となる。

### 3.7.4 CSPE債権の一部の譲渡

2016年12月22日に、EDFは、フランス政府に対するCSPE（公共電力サービス拠出金）債権のうち、公共エネルギー・サービス費用の補償における2015年12月31日現在の累積不足額に相当する部分（26.4%）を譲渡した。

この債権は、銀行および専門の証券化ビークルからなる投資家団に譲渡された。この譲渡により、1,538百万ユーロの利益が生じた。

譲渡された債権の一部は専用資産に配分されず、結果として、この部分の譲渡は純負債（注記38.3に定義されている）の644百万ユーロの改善につながった。残額は専用資産に配分され、これに対応する額が当該資産に再投資されている。

### 3.7.5 フェッセンハイム発電所の閉鎖に関する補償契約

2017年1月24日開催の会議において、EDFの取締役会は、2015年8月17日付エネルギー移行法を適用したフェッセンハイム原子力発電所の閉鎖の結果生じる当社の損害に対する補償に関し、当社とフランス政府との間で協議された協定の条件について検討した。

この法律は、フランスにおける認可済・設置済の原子力発電所の総発電容量の上限を63.2GWとしている。これは、同等の発電容量がフラマンヴィル3 EPRの操業開始日までに最終的に閉鎖されないうちは、フラマンヴィル3 EPRの操業開始ができないことを意味する。

取締役会は、EDFの中央企業委員会が2017年1月10日に公表した全会一致の否定的見解について報告を受けた。

取締役会は当該協定の条件を承認し、今後EDFを代表して当該協定に署名する権限を、CEOに与えた。

当該協定はEDFに対して以下の補償を提供する。

- ・ 当初の固定分。この部分は原子炉の閉鎖および操業終了後に負担すべき予想コスト（スタッフ再教育コスト、廃炉、基本的原子力施設に係るINB税および「事後」コスト）を填補する。この固定分は、現在約490百万ユーロと見積られ、このうち20%が2019年に、80%が2021年に支払われる。
- ・ 追加的変動分。この部分は、2041年度までのEDFの逸失利益を反映して後日支払いが生じる可能性があり、当該期間中の市場価格およびフェッセンハイム以外のEDFの900MW発電所の実績発電量に基づいて決定される。フェッセンハイム発電所におけるEDFのパートナー（EnBWおよびCNP）は、逸失利益補償の持分に対し、当該発電所の発電容量に対する契約上の権利に比例して、一定の条件付権利を有することとなる。

フェッセンハイム発電所の閉鎖には、会社の要請により発令される営業許可取消しの政令が必要である。当該法律を適用して、この政令は、2018年度後半に予定されているフラマンヴィル3 EPRの操業開始と同時に発効する。

EDFの企業利益のため、また法定上限の63.2GWを遵守するために、取締役会は、当該取消し要請の提出に当たり、フラマンヴィル3 EPRの建設継続に必要な認可の効力発生、現在停止中のパリュエル2の稼働、および政府補助金規制に関する欧州委員会による当該協定の認可を条件とすることを決定した。

## 注記4. フランスにおける規制の変更

### 4.1 フランスの規制電力販売料金

#### 「青色」料金

フランス電力市場組織に係るNOME法（フランスのエネルギー法第L.337-4条およびL.337-13条）に準拠して、2015年12月8日以降、CREは、規制電力販売料金に係る理由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

この手続きを経た2017年夏の料金改定、およびCREの2017年7月6日付提案を確認した2017年7月27日付決定により、住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金（税金を除く）は、2017年8月1日から1.7%引き上げられた。

2017年度の料金改定の準備段階で、CREは、EDFが提示する市場価格に係る開発費を規制販売料金に負担させないようにするための方法が適切に適用されることを確認する目的で、EDFの販売費の配分について監査を実施した。この点については、料金改定提案を含むCREの2017年7月6日付決定において公式に確認された。

AnodeおよびEngieにより、2016年度および2017年度の料金改定に対する不服申立てが国務院に提起されている。

#### 4.2 「TURPE」送電網使用料金

##### TURPE 5の送電および配電料金

2016年11月17日にCREは、2017年8月1日から発効する、2017年-2020年のTURPE 5の送電およびTURPE 5の配電料金に関する決定を公表した。新たなTURPE 5の料金体系は2017年8月1日に発効した。

- ・ TURPE 5の送電料金は、2017年8月1日に発効した6.76%の料金引上げを含み、その後、2018年から2020年までの各年の8月1日付で、前歴年中に観察された平均インフレ率を収益費用調整勘定（CRCP）<sup>(1)</sup>均衡のための是正要素により調整した率に基づいて引き上げられる予定である。TURPE 5の送電料金は、RTEの資産基盤に対する利益率について加重平均資本コスト（WACC）を、TURPE 4の7.25%に対し、6.125%に設定している。
- ・ TURPE 5配電料金は、2017年8月1日に発効した2.71%の料金引上げを含み、その後、2018年から2020年までの各年の8月1日付で、前歴年中に観察された平均インフレ率をCRCP均衡のための是正要素により調整した率に基づいて引き上げられる予定である。TURPE 5は、従来の資本コスト算定方法を引き続き使用し、資産に係るマージンを2.6%に、規制資本利益率を4.1%に設定している。

(1) 料金の基礎となる予測値と実績値の差異を測定し相殺するメカニズムである。

##### CRCP収益費用調整勘定

収益費用調整勘定（CRCP）は、明確に識別された収益および費用項目の実績値と料金の基礎となる予測値との差異を監視するため、ならびに料金に含まれた規制奨励システムの適用による奨励金を考慮に入れるために、TURPE 2料金以降に織り込まれた非会計メカニズムである。

CRCPは各年8月1日の料金改定時に清算され、その結果を受けて、年間の料金動向が調整される（料金に対して不足があれば上方修正、料金に対して過剰であれば下方修正）。

##### 官報による公布および不服申立て

2017年1月17日付官報に公布された2017年1月12日付決定により、フランスのエネルギー担当大臣は、2か月の応答期間内に行動し、2016年11月17日付決定は国のエネルギー政策志向を考慮に入れていないと同大臣が判断したとして、CREに対して新たな決定を要請した。

2017年1月19日付の新たな決定において、CREは当初の2016年11月17日付決定を繰り返し表明した。両方の決定が2017年1月28日付官報に公布された。2017年2月2日にEnedisは、これら2件のCRE決定の取消しを求める申立てを国務院に提出した。

2017年2月3日に、EDFはEnedisの株主として、同じCRE決定の取消しを求める申立てを国務院に提出した。

#### 供給業者手数料

CREは、2016年11月17日付決定を、2017年12月14日付官報に公布された2017年10月26日付決定により補足した。当該決定は、単一契約に基づく顧客管理に関しEnedisが供給業者に支払うべき報酬（供給業者手数料）に関連する。「従来型および非従来型の炭化水素の調査および操業を終了し、エネルギーおよび環境に関連した措置を導入する」2017年12月30日付法律2017-1839によるフランスのエネルギー法の改定に留意し、特に供給業者手数料に関するCREの権限に関して、CREは、数週間以内に官報にて公布される予定である新たな2018年1月18日付決定を公表し、2017年10月26日付決定のすべてを繰り返し表明した。

これらの決定の内容は、単一契約の市場価格を提示して販売を行うすべての供給業者に適用すべき同一手数料の原則を支持するものである。規制料金のみは、わずかに低い手数料（引渡しポイント当たり約2ユーロ）が提示されることとなり、この差額は5年間にわたり段階的にゼロまで低減する予定である。

過去の顧客管理費用（2017年1月1日の前日まで）に関する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて考慮され得る上限と考える金額を設定している。

上述の2017年12月30日付法律2017-1839は、供給業者が過去の顧客管理サービスに対し電力網管理者から報酬を受け取る可能性を排除することを意図した措置を導入している。

2016年12月23日にEngieは、Enedisに対し、当該報酬の請求を申し立ててパリ商事裁判所に訴訟を提起した。当該法的手続は係属中である。

#### 電力平準化基金

2017年11月30日に、CREは、電力平準化基金に対しEDF SEIが2018-2021年に行うべき拠出水準に係る協議文書2017-017を公表した。この協議文書は、EDF SEIの報酬水準および予想される規制上の枠組みの両方を考慮に入れている。

これに関連する決定が2018年度の早期に見込まれている。

#### 4.3 公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）

##### 法制上および規制上の枠組み

公共エネルギー・サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果である。その新たな法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は、2016年度以降のフランスの財政法に含まれる2つの国家予算項目を通じて補償されることとなる。2018年度の当初の財政法は、2017年度からの継続を示し、2018年度に係る費用について以下の通り規定している。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目72億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付けるすべての契約に係る追加コスト、EDFへの累積補償不足額の払戻しに対する年次拠出金、ならびに2016年度の前年までCSPE税の上限の恩恵を受けていた産業事業者に対する前渡金の返済である。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目30億ユーロ。予算の対象は、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務に伴うコスト（基本的に熱電併給）、およびフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。EDFに返済予定の累積不足額に係る利息も、一般予算を通じて賄われる。

2018年度から、電力の「基本必須」料金およびガスの「特別連帯」料金が段階的に廃止され、エネルギー・バウチャー・システムに置き換えられる。このシステムのコストは「公共エネルギー・サービス」プログラムにおいて国家予算の対象となっているが、今後はEDF SAは負担しない。ただしEDFは、2017年度の基本必須料金の請求時期に起因して2018年度も費用を負担する。

2018年度において、このメカニズムは2つの財源を有する。

- 再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに対応するエネルギー移行関連コストおよび、2015年12月31日現在で測定されたEDFが負担した過去の累積補償不足額の払戻しは、2015年度改正財政法により創出された特別「エネルギー移行」予算項目に組み込まれる。2016年12月29日付法律第2016-1917（2017年財政法）は、この特別予算項目のための追加的資金調達を賄う2つの財源を、石炭、褐炭およびコークスに係る内国税（TICC）の一部、ならびにエネルギー製品に係る内国税（TICPE）の一部と規定した。2018年財政法では、予測税収の不確実性を回避するためにTICCとTICPEの比率を一定金額に置き換え、また「エネルギー移行」予算項目の財源を拡大して、エネルギー法第L.314-14-1条により認められる発電源証明の競売収入を含めている。
- その他の公共サービス費用は、再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに関連する費用（燃料不足、フランス本土の電力網に接続していない地域における料金平準化、熱電併給、エネルギー・オンブズマン向け予算等）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含められる。CSPEは、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者に直課され（そして電力供給業者から集金され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電業者に直課される。

CSPEの水準は、2018年度において2017年度と同水準であり、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、7種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備からの炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり0.5ユーロから7.5ユーロに設定されている。

購入義務契約の締結および管理に関連するコストは、2017年度と同様に、2018年度も補償対象として適格である。これは年間約45百万ユーロの金額に関連する。

2017年改正財政法は、2017年度の公共サービス費用について国が支払った補償金額を下方修正した。これらの費用は、2017年度見限りである2016年7月から2017年7月までにおける電力市場価格の上昇により、電力の購入料金と市場価格の差異が自動的に縮小したことから、大幅に減少していた。

#### EDFが負担する公共サービス費用

EDFへの補償対象費用（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）の2017年度の額は6,558百万ユーロであり、風力および太陽光発電量の増加により、2016年度から僅かに増加した。

この新CSPEシステムの適用による2017年度中の受取額（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）は合計7,065百万ユーロで、2016年度を上回った。その主な原因は、「エネルギー移行」予算項目からのEDFへの414百万ユーロの補償金の支払いを繰り延べるという政府決定であった。この繰延が2017年度の「エネルギー移行」予算項目を通じた資金調達に与える影響は、2017年3月28日付の予算繰越決定により調整された。

2015年12月31日現在5,780百万ユーロの累積補償不足額に対応するEDF債権の払戻スケジュールは、2016年5月13日付省議決定により規定され、2016年12月2日に改定された。このスケジュールに基づき、当該債権は2020年度までに全額払い戻される予定である。2016年12月22日にEDFは、この債権の一部（15億ユーロ）を政府が承認した「ダイイ法」の割当を通じて証券化した。その結果、2017年1月1日以後、EDFは、払戻スケジュールに規定された政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%を受け取っている。残額は直接購入者に支払われている。

2017年12月31日現在、国は、2017年度に期限到来する904百万ユーロのうち881百万ユーロを支払済みであった。残額23百万ユーロは2018年1月2日に支払われた。

最後に、公共エネルギー・サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2017年7月13日にCREは、2016年度の公共サービス費用（6,345百万ユーロ）を記録し、かつ2017年度の改訂費用予測（6,698百万ユーロ）および2018年度の費用予測（7,390百万ユーロ）を提供する決定を公表した。

#### 4.4 フランス発電容量メカニズム

2015年11月13日に、欧州委員会は、提案されたフランスの発電容量メカニズムがEUの政府補助金規則に適合しているかを判定するための綿密な調査を開始した。

2016年11月8日に、欧州委員会は、フランスの発電容量メカニズムの提案を承認した。この調査の過程でフランスは、当該メカニズムを改正し、新規発電容量に関する長期（7年）契約の導入、国外発電容量の容認、および市場操作の予防措置を講ずることに同意した。

2017年度の発電容量の競売が、2016年12月15日および2017年4月27日の2回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。義務対象の発電容量購入者と発電容量を売却する事業者との間で売買された取引量および価格は、2016年12月において22.6GW、kW当たり10ユーロ（2017年度の市場参照価格）、2017年4月において0.5GW、kW当たり10.42ユーロであった。

発電容量価格は、供給業者としてのEDFまたは他の供給業者との契約を通じて顧客に転嫁されている。この価格は既に、市場価格契約による顧客向け請求書に含まれている。規制販売料金による顧客については、発電容量コストは、2017年8月1日付の料金変更に組み込まれた。

2018年度の発電容量に関する競売は、2017年11月（取引量10.96GW、価格kW当たり9.31ユーロ）および2017年12月（取引量10.25GW、価格kW当たり9.38ユーロ）に行われ、2018年度の市場参照価格はkW当たり9.34ユーロと決定された。

2019年度に関する初回の競売も、2017年12月に行われ、取引量1.22GW、価格kW当たり13ユーロに関連していた。

2018年度には、2017年度および2018年度（参加者間の再バランス）ならびにそれ以降の年度（2019年度から2022年度）の発電容量に関して、さらなる競売が行われる予定である。

#### 4.5 フランスの規制ガス販売料金

2017年7月19日付決定により、国務院は、天然ガスの規制販売料金に関する2013年5月16日付政令を廃止した。その理由は、その料金水準を維持することが欧州連合法に反するからであった。これらのガス料金は、指令2009/73/ECに規定する要件を満たさず、特に、一般的な経済利益目標を追求するものではなかった。

ただし、この決定は、争点となった政令を廃止したが、2016年1月1日付で発効した規制ガス販売料金に関するエネルギー法の規制条項については廃止しなかった。

従って、現状では、規制ガス販売料金は、首相が当該規定を取消す対策を講じるまでは、効力を有している。

#### 4.6 省エネ証書：第四期（2018年度-2020年度）

フランスの環境・エネルギー・海洋担当省により発行され、2017年5月3日付官報に公布された、2017年5月2日付政令2017-690は、2018年1月1日から2020年12月31日までの省エネ義務の第四期に係る義務水準を設定している。この3年間の全体的な義務水準は、「標準」義務1,200TWhc、エネルギー貧困状況にある世帯のための義務400TWhcであり、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから、当該政令によって大幅に増加した。

エネルギー販売者は、エネルギー効率の高い操業により消費者を支えること、政府が承認した省エネ証書の仕組みに資金を供給すること、適格な参加者から証書を購入すること、という3つの方法により、その義務を履行することができる。過去の期間に獲得した証書の余剰「在庫」も、義務の履行に寄与する。期末現在で不足がある場合、義務対象参加者は、エネルギー法第L221-4条に規定する不足について、MWhc当たり15ユーロの罰金を財務省に支払わなければならない。これは現在の標準義務コストの約3倍である。

EDFグループは、国の設定目標を達成するため、証書の獲得数を徐々に増やすべく、あらゆる努力をする所存である。しかし、義務の大幅な増加および省エネ証書市場が現状では厚みがなく将来の流動性が不確実であることから、当グループは、第四期に関して証書不足のリスクにさらされている。

#### 4.7 ARENH

2016年11月/12月に極めて多数のARENH申請が行われ、2017年5月の委員会において2017年度の引渡し合計約82TWhが確認された後、2017年11月に行われた2018年度の引渡しに関するARENH申請は合計94.6TWhであった。最近の規則変更により、電力網損失に起因した申請が大幅に増加した（2017年度の0.7TWhから2018年度の9.2TWh）。代替供給業者による要請量85.4TWhは、2017年度から約4TWh増加した。

この申請量は、2018年度の引渡しに関して2017年度第3四半期末から適用された価格に起因しており、また、ARENHに発電容量保証の提供も含まれるという事実にも起因している。

## 注記5．連結範囲の変更

2017年度中の主な連結範囲の変更は、注記3（Framatome、CTEの一部売却、EDF Polska、EDF Démász ZrtおよびJeraの売却）ならびに本注記に記載している。

### 5.1 FUTURENの買収

2017年6月および7月に、EDF Énergies Nouvellesは、Futurenの資本の87.5%（240,855,625株）および議決権の87.2%、ならびにOCEANEの流通転換社債の62.7%（105,601口）を取得した。これらの取得は、普通株式1株当たり1.15ユーロおよびOCEANE転換社債1口当たり9.37ユーロ（利落ち後）の簡易公開買付後、Futurenの過半数株主との間で署名された2017年5月10日付の契約に従って行われた。

Futurenグループは陸上風力エネルギーの専門会社である。同社は4か国で事業を行っており、その風力発電施設の総容量は、操業中のもの389MW（フランス、ドイツ、イタリアおよびモロッコ）、建設中のもの21MW（フランス）、開発段階のもの212MW（フランス）および運営管理対象のもの357MW（ドイツ）である。

Futurenグループの2017年6月30日現在の連結財務諸表においては、半期EBITDAが17百万ユーロ、自己資本が180百万ユーロと報告されていた。

Futurenグループは2017年6月30日から完全連結されている。

### 5.2 DALKIAグループ：COGESTAR 1、2、3に対する投資の売却

EDFとAmundiが共同で所有する資産管理会社Amundi Transition Énergétique (ATE)は、2017年12月22日に、Cogestar 3に対する投資（資本の70%相当）を、15百万ユーロで取得した。Dalkiaは引き続き30%を保有し、依然としてCogestar 3に対し、その所有する熱電併給資産の耐用年数全体にわたる唯一のサービス提供者となっている。

Cogestar 3の議決権およびガバナンスの分析により、Dalkiaが引き続き排他的支配を有することが確認されている。ATEへの持分売却は、支配に変更のない所有者間の取引と考えられ、当グループの自己資本に重要な影響を与えていない。

この取引には、Cogestar 3が発行しATEが引き受ける総額48百万ユーロの社債発行（すべて転換社債からなる）が含まれている。これらの転換社債は、IAS第32号に基づいて、資本性金融商品として分類されている（注記27.4を参照）。



この取引は、キャッシュ・フロー計算書上、財務活動によるキャッシュ・フローに表示されている。

ATEは、Cogestar 1およびCogestar 2の持分の各70%を、子会社のEdulis Financeを通じて、2016年度に53百万ユーロで既に取得しており、その取引には、ATEが引き受けた総額86百万ユーロの転換社債の発行も含まれていた。

## 注記6．セグメント報告

### 6.1 事業セグメントによる報告

セグメント報告の表示は、IFRS第8号「事業セグメント」に準拠している。

セグメント報告は、セグメント間消去の前に決定される。セグメント間取引は市場価格で行われる。

IFRS第8号に準拠し、EDFグループが使用する内訳は、定期的に経営委員会によりレビューされる事業セグメントに対応している。

2017年12月31日付のFramatomeの取得（注記3.2を参照）を受けて、当グループは、新たな事業セグメント「原子炉およびサービス（Framatome）」を創設した。

当グループは以下のセグメントを使用している。

- ・ 「フランスー発電と供給」
- ・ 「フランスー規制業務」：配電、送電、EDFの島部業務およびElectricité de Strasbourg業務。
- ・ 「原子炉およびサービス（Framatome）」：このセグメントは、2017年12月31日付Framatome下位企業集団の取得を受けて、その貸借対照表項目を報告する。
- ・ 「英国」：EDF Energy下位企業集団内の企業。
- ・ 「イタリア」：Edison企業およびTdE SpA。
- ・ 「その他国外」：EDF International、ならびに欧州大陸、米国、中南米およびアジアに所在するその他のガスおよび電力企業。
- ・ 「その他事業」：特に、EDF Trading、EDF Énergies Nouvelles、DalkiaおよびEDF Investissements Groupeからなる。

セグメントの統合は行われていない。

### 6.1.1 2017年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                     | フランス—<br>発電と供給 | フランス—<br>規制業務 | 原子炉および<br>サービス<br>(Framatome) | 英国      | イタリア  | その他<br>国外 | その他<br>事業 | セグメント<br>間消去 | 合計      |
|--------------------------------|----------------|---------------|-------------------------------|---------|-------|-----------|-----------|--------------|---------|
| <b>損益計算書：</b>                  |                |               |                               |         |       |           |           |              |         |
| 対売上高                           | 34,533         | 5,732         | -                             | 8,681   | 9,918 | 4,649     | 6,119     | -            | 69,632  |
| セグメント間売上高                      | 1,073          | 10,164        | -                             | 7       | 22    | 173       | 1,694     | (13,133)     | -       |
| 売上高合計                          | 35,606         | 15,896        | -                             | 8,688   | 9,940 | 4,822     | 7,813     | (13,133)     | 69,632  |
| 減価償却費および償却<br>費控除前営業利益         | 4,876          | 4,898         | -                             | 1,035   | 910   | 457       | 1,566     | -            | 13,742  |
| 営業利益                           | 3,039          | 2,035         | -                             | (296)   | (96)  | 314       | 641       | -            | 5,637   |
| <b>貸借対照表：</b>                  |                |               |                               |         |       |           |           |              |         |
| のれん                            | -              | 223           | 1,257                         | 7,586   | 18    | 15        | 937       | -            | 10,036  |
| 無形資産および有形固<br>定資産              | 50,344         | 59,008        | 2,336                         | 14,074  | 6,396 | 2,155     | 12,550    | -            | 146,863 |
| 関連会社および共同<br>支配企業に対する<br>投資(1) | 1,990          | -             | 92                            | 114     | 67    | 3,812     | 1,174     | -            | 7,249   |
| その他セグメント資産<br>(2)              | 28,909         | 3,904         | 1,694                         | 4,306   | 2,405 | 628       | 7,433     | -            | 49,279  |
| 売却目的保有に分類さ<br>れた資産             | -              | -             | -                             | -       | -     | -         | -         | -            | -       |
| その他の未配分資産                      | -              | -             | -                             | -       | -     | -         | -         | -            | 67,325  |
| 資産合計                           | 81,243         | 63,135        | 5,379                         | 26,080  | 8,886 | 6,610     | 22,094    | -            | 280,752 |
| <b>その他の情報：</b>                 |                |               |                               |         |       |           |           |              |         |
| 減価償却費および償却<br>費、純額             | (3,128)        | (2,797)       | -                             | (1,097) | (603) | (246)     | (666)     | -            | (8,537) |
| 減損                             | (73)           | -             | -                             | (246)   | (150) | (19)      | (30)      | -            | (518)   |
| 自己資本（非支配持<br>分）                | -              | 39            | 209                           | 5,109   | 370   | 407       | 1,208     | -            | 7,342   |
| 無形資産および有形固<br>定資産への投資          | 5,831          | 4,003         | -                             | 2,408   | 457   | 325       | 1,723     | -            | 14,747  |

- (1) 2017年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、現在はフランス—発電と供給セグメントの一部となっているCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) に対する50.1%の持分を含む。
- (2) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランス—規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,147百万ユーロである。

## 6.1.2 2016年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                 | フランス—<br>発電と供給 | フランス—<br>規制業務 | 英国      | イタリア   | その他<br>国外 | その他<br>事業 | セグメント間<br>消去 | 合計      |
|----------------------------|----------------|---------------|---------|--------|-----------|-----------|--------------|---------|
| <b>損益計算書：</b>              |                |               |         |        |           |           |              |         |
| 対外売上高                      | 34,137         | 5,387         | 9,266   | 11,105 | 5,138     | 6,170     | -            | 71,203  |
| セグメント間売上高                  | 1,054          | 10,341        | 1       | 20     | 148       | 1,564     | (13,128)     | -       |
| 売上高合計                      | 35,191         | 15,728        | 9,267   | 11,125 | 5,286     | 7,734     | (13,128)     | 71,203  |
| 減価償却費および償却費<br>控除前営業利益     | 6,156          | 5,102         | 1,713   | 641    | 711       | 2,091     | -            | 16,414  |
| 営業利益                       | 3,265          | 2,395         | 486     | (255)  | 213       | 1,410     | -            | 7,514   |
| <b>貸借対照表：</b>              |                |               |         |        |           |           |              |         |
| のれん                        | -              | 223           | 7,818   | 2      | 13        | 867       | -            | 8,923   |
| 無形資産および有形固定<br>資産          | 47,136         | 57,305        | 13,353  | 6,887  | 2,242     | 11,780    | -            | 138,703 |
| 関連会社および共同支配<br>企業に対する投資(1) | 355            | 2,558         | 59      | 104    | 4,587     | 982       | -            | 8,645   |
| その他セグメント資産 <sup>(2)</sup>  | 30,098         | 4,281         | 4,386   | 2,696  | 738       | 8,118     | -            | 50,317  |
| 売却目的保有に分類され<br>た資産         | -              | 2,623         | -       | -      | 2,115     | 482       | -            | 5,220   |
| その他の未配分資産                  | -              | -             | -       | -      | -         | -         | -            | 69,833  |
| 資産合計                       | 77,589         | 66,990        | 25,616  | 9,689  | 9,695     | 22,229    | -            | 281,641 |
| <b>その他の情報：</b>             |                |               |         |        |           |           |              |         |
| 減価償却費および償却<br>費、純額         | (2,681)        | (2,674)       | (1,069) | (558)  | (378)     | (606)     | -            | (7,966) |
| 減損                         | (65)           | -             | (81)    | (159)  | (194)     | (140)     | -            | (639)   |
| 自己資本（非支配持分）                | -              | 38            | 4,782   | 400    | 641       | 1,063     | -            | 6,924   |
| 無形資産および有形固定<br>資産への投資      | 5,752          | 3,779         | 1,911   | 436    | 497       | 2,022     | -            | 14,397  |

- (1) 2016年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランス—規制業務セグメントに分類されたRTEの数値を含む。
- (2) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランス—規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,647百万ユーロである。

## 6.2 製品およびサービス・グループ別の外部顧客への売上高

当グループの売上高は、以下の製品およびサービス・グループに分類される。

- ・ **発電・供給**：エネルギーの生産、ならびに産業、地方当局、小企業および在宅消費者へのエネルギー販売。このセグメントはまた、コモディティのトレーディング業務を含む。
- ・ **配電**：低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- ・ **その他**：産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）、ならびに、熱電併給および再生可能エネルギー資源（風力、ソーラーパネル等）からの発電増加を主な目的とする新規事業。

| （単位：百万ユーロ）     | 発電・供給         | 配電            | その他          | 合計            |
|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| <b>2017年度：</b> |               |               |              |               |
| 対外売上高：         |               |               |              |               |
| －フランス(1)       | 24,832        | 15,352        | 80           | 40,264        |
| －国外およびその他事業    | 24,201        | -             | 5,167        | 29,368        |
| <b>売上高</b>     | <b>49,033</b> | <b>15,352</b> | <b>5,247</b> | <b>69,632</b> |
| <b>2016年度：</b> |               |               |              |               |
| 対外売上高：         |               |               |              |               |
| －フランス(1)       | 24,247        | 15,202        | 75           | 39,524        |
| －国外およびその他事業    | 26,652        | 145           | 4,882        | 31,679        |
| <b>売上高</b>     | <b>50,899</b> | <b>15,347</b> | <b>4,957</b> | <b>71,203</b> |

(1) 「フランス」は、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つのセグメントから成っている（注記6.1を参照）。

## 損益計算書

## 注記７．売上高

売上高の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

|                        | 2017年度 | 2016年度 |
|------------------------|--------|--------|
| エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高 | 66,835 | 68,128 |
| その他商品およびサービス売上高        | 2,193  | 2,051  |
| トレーディング                | 604    | 1,024  |
| 売上高                    | 69,632 | 71,203 |

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、2017年度に観察された減少（-1.0%）は、主にイタリアの売上高減少に起因し、フランスの売上高増加により一部相殺された。

イタリアにおいては、特に卸売市場における電力およびガスの販売量の減少により売上高が減少したが、利益マージンには重要な影響はなかった。

フランスにおいては、2017年度に発電および供給業務の売上高が増加したが、これは2016年度には申請がなかったARENH申請が2017年度に高水準（82.1TWh）となったことを反映していた。この増加は、2014年8月1日から2015年7月31日までの期間に係る規制販売料金の遡及的是正による影響額が2016年度には1,030百万ユーロ計上された一方で、2017年度には対応する金額がなかったことにより、一部相殺されている。

## 注記８．燃料およびエネルギー購入費用

燃料およびエネルギー購入費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

|                               | 2017年度   | 2016年度   |
|-------------------------------|----------|----------|
| 購入燃料使用分－発電                    | (12,473) | (12,639) |
| エネルギー購入                       | (16,723) | (14,805) |
| 送電および配電費用                     | (8,968)  | (9,017)  |
| ヘッジ会計に係る利益／損失                 | 80       | (110)    |
| 核燃料およびエネルギー購入に関連する引当金の（増加）／減少 | 443      | 521      |
| 燃料およびエネルギー購入費用                | (37,641) | (36,050) |

購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（石炭、バイオマス、石油、プロパン、核分裂性物質、核燃料およびガス）、核燃料サイクルに関連するサービスの外注および環境計画（主に温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書）に関連するコストを含んでいる。

エネルギー購入は、再販を目的とする熱電併給から生じたエネルギーを含む、第三者によるエネルギー生産を含む。

エネルギー購入の増加は、主に原子力発電量の減少に応じたフランスのARENH申請に関する調達によるものである。この増加は、イタリアにおける売上高の変動に対応した購入の減少により一部相殺された。

## 注記９．その他の対外費用

その他の対外費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

|          | 2017年度   | 2016年度   |
|----------|----------|----------|
| 対外サービス費用 | (11,678) | (11,177) |

|                                   |                |                |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| その他の購買費用（対外サービスならびに燃料およびエネルギーを除く） | (2,706)        | (2,486)        |
| 棚卸資産および資本財の変動                     | 5,485          | 4,728          |
| その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少            | 160            | 33             |
| <b>その他の対外費用</b>                   | <b>(8,739)</b> | <b>(8,902)</b> |

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、その他の対外費用は、主にフランスー発電および供給セグメントにおいて、2016年度と比較して約3.1%減少した。

## 注記10. 人件費

### 10.1 人件費

人件費の内訳は、以下の通りである。

|                 |                 |                 |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| （単位：百万ユーロ）      | 2017年度          | 2016年度          |
| 賃金および給料         | (7,790)         | (7,860)         |
| 社会保障費           | (1,844)         | (1,885)         |
| 従業員利益分配         | (223)           | (218)           |
| 人件費関連のその他の抛却    | (383)           | (366)           |
| 短期給付に連動するその他の費用 | (212)           | (242)           |
| <b>短期給付</b>     | <b>(10,452)</b> | <b>(10,571)</b> |
| 確定抛却制度に基づく費用    | (938)           | (939)           |
| 確定給付制度に基づく費用    | (994)           | (839)           |
| <b>雇用後給付</b>    | <b>(1,932)</b>  | <b>(1,778)</b>  |
| その他の長期費用        | (83)            | (190)           |
| 退職手当            | 11              | (4)             |
| <b>その他の人件費</b>  | <b>(72)</b>     | <b>(194)</b>    |
| <b>人件費</b>      | <b>(12,456)</b> | <b>(12,543)</b> |

### 10.2 平均従業員数

|               |                |                |
|---------------|----------------|----------------|
| （単位：人）        | 2017年度         | 2016年度         |
| IEG従業員        | 100,185        | 103,275        |
| その他           | 50,888         | 51,533         |
| <b>平均従業員数</b> | <b>151,073</b> | <b>154,808</b> |

上表中の当グループ平均従業員数は、取得日が2017年12月31日である、Framatome取得の影響を含まない。

被支配企業および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した場合の数値である。

従業員区分のより詳細な表示は、届出書類の「環境・社会情報—人的資源」セクションのセクション3.7.3.3「社会指標」に記載されている（訳者注：原文の書類のセクションである）。

**注記11. 法人所得税以外の税金**

法人所得税以外の税金の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年度         | 2016年度         |
|-------------------|----------------|----------------|
| 給与税               | (267)          | (265)          |
| エネルギー税            | (1,518)        | (1,566)        |
| その他の法人所得税以外の税金    | (1,756)        | (1,825)        |
| <b>法人所得税以外の税金</b> | <b>(3,541)</b> | <b>(3,656)</b> |

その他の法人所得税以外の税金は、主にフランスに関連し、基本的に、土地税、土地および付加価値に係るフランス事業税である。

**注記12. その他の営業収益および営業費用**

その他の営業収益および営業費用の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 注記   | 2017年度       | 2016年度       |
|------------------------|------|--------------|--------------|
| 営業補助金                  | 12.1 | 6,823        | 6,765        |
| 連結除外による純利益             | 12.2 | 214          | 290          |
| 固定資産売却益                | 12.2 | 57           | 108          |
| 流動資産に対する引当金の純増加        |      | 42           | (17)         |
| 営業リスクおよび費用引当金の純増加      |      | 137          | 41           |
| その他の項目                 | 12.3 | (786)        | (825)        |
| <b>その他の営業収益および営業費用</b> |      | <b>6,487</b> | <b>6,362</b> |

**12.1 営業補助金**

この項目は、主に、CSPEに関して、EDFが受け取ったか、受け取る予定の補助金から構成されており、この補償は、財務諸表上、2017年度における6,547百万ユーロ（2016年度における6,510百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。

**12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益**

2017年度の連結除外による純利益および有形固定資産売却益には主に以下が含まれている。

- ・ 仕組資産の開発および売却（DSSA）事業の一部としてのEDF Énergies Nouvelles発電資産の売却益180百万ユーロ（2016年度357百万ユーロ）。
- ・ フランスおよびイタリアにおける不動産の売却益307百万ユーロ（2016年度230百万ユーロ）。

**12.3 その他の項目**

その他の項目は、2016年度に比較して安定的であり、特に回収不能営業債権に係る損失および当年度中の省エネ証書利用または消費に係るコストを含んでいる。

## 注記13. 減損/戻入

## 13.1 資産の種類別の減損

減損の認識額および戻入額は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)      | 注記       | 2017年度 | 2016年度 |
|-----------------|----------|--------|--------|
| のれんの減損          | 18       | -      | -      |
| その他の無形資産の減損     | 19       | (16)   | (159)  |
| 有形資産の減損および非継続事業 | 21-22-46 | (502)  | (480)  |
| 戻入控除後の減損        |          | (518)  | (639)  |

2016年度においては、以下に関連して、(639)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ 火力発電資産：(269)百万ユーロ（主にポーランド、他に英国およびフランス）
- ・ Edisonの探査・発電領域および水力発電資産の一部：(160)百万ユーロ
- ・ EDF Énergies Nouvellesの様々なCGU（特に米国のバイオガスパラント）：(127)百万ユーロ
- ・ その他の個別資産の減損：(83)百万ユーロ。

また、(481)百万ユーロの減損が、関連会社について計上された（注記23を参照）。

2017年度の減損は(518)百万ユーロであり、その詳細は以下に記載する通りである。

## 13.2 のれん、無形資産および有形固定資産の減損テスト

以下の表は2017年度における主要なのれん、有効期間が確定できない無形資産およびその他の当グループ資産について実施された減損テストの結果ならびに使用された主要な仮定の一部を示している。

注記3.2に記載した通り、当グループは、2017年12月31日にFramatome資本の75.5%の取得を完了した。主にのれん、無形資産および有形固定資産からなる取得した資産は、2017年12月31日現在の公正価値で計上された。

## のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損

| 事業セグメント                  | 資金生成単位または資産   | 正味帳簿価額<br>(単位：<br>百万ユーロ) | 税引後WACC   | 永続成長率 | 2017年度の減損<br>(単位：<br>百万ユーロ) |
|--------------------------|---------------|--------------------------|-----------|-------|-----------------------------|
| 英国                       | EDF Energyのれん | 7,586                    | 6.3%      | -     | -                           |
| イタリア                     | Edisonブランド    | 945                      | 6.4%-9.1% | 2.0%  | -                           |
| その他事業                    | Dalkiaのれん     | 536                      | 4.6%      | 1.5%  | -                           |
|                          | Dalkiaブランド    | 130                      | 5.1%      | 1.5%  |                             |
| その他ののれんの減損               | 個別資産－フランス     | -                        | -         | -     | (16)                        |
| のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損 |               |                          |           |       | (16)                        |



## その他の無形資産および有形固定資産の減損

| 事業<br>セグメント          | 資金生成単位<br>または資産               | 減損の兆候                                               | 税引後WACC    | 2017年度の減損<br>(単位：百万ユーロ) |
|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------------|------------|-------------------------|
| 英国                   | 石炭火力発電所<br>ガス貯蔵所<br>不動産       | クリーン・ダーク・スプレッドの<br>縮小および早期閉鎖の意思決定<br>持続的な低価格ボラティリティ | 6.0%-6.3%  | (246)                   |
| イタリア                 | Edison資産<br>(電力および探査-発電)      | ユーロ対ドルの為替相場下落                                       | 4.8%-10.3% | (150)                   |
| その他事業                | EDF Énergies<br>NouvellesのCGU |                                                     | 3.8%-13.0% | (29)                    |
| フランス一個別資<br>産        | 不動産<br>水力発電プロジェクト             |                                                     |            | (57)                    |
| その他の減損               |                               |                                                     |            | (20)                    |
| その他の無形資産および有形固定資産の減損 |                               |                                                     |            | (502)                   |

## 全般的前提

当グループが減損テストに使用した方法については注記1.3.15において説明している。

ベンチマーク国のWACCは、全般的に2016年12月31日から下落した（国により約10から70ベース・ポイントの様々な下落）。ユーロ圏の中核国（特にフランスおよびベルギー）では、WACCの微減の大半は、最近のリスクフリー・レートの下落傾向を反映している。その他のユーロ圏の国（特にイタリア）におけるWACCの急激な低下は、カントリー・リスクの改善を反映している。テスト結果は割引率に対する感応度分析に付されており、これらの分析の主な結果は以下に詳述する通りである。

市場環境は、2015年度に観察された傾向が持続したことから、2017年度も引き続き低迷し不安定であった。電力およびコモディティ価格、また二酸化炭素価格の下落が伝統的発電資産（基本的に火力発電所）の収益性に影響を与え、最近各国で異なる形で導入された発電容量メカニズムは、現状ではこれらの発電施設に十分な利益を回復させることができていない。

ただし、市場の対象期間において、先物価格は、前回の中期計画で使用した価格水準に比して僅かに改善した。

中長期の対象期間で見ると、年度ごとのファンダメンタルズは比較的安定している。減損テストで使用される燃料および電力価格の軌道は、英国を除き、前年度に比して僅かに下回っている。英国では、英ポンドで表示される価格の軌道は前年度に使用したものを僅かに上回っている。

これらの仮定は回収可能価額の算定に当たり極めて重要であるため、減損テストの結果については、長期価格曲線に対する感応度分析が適用される。

2017年12月31日現在、上述のマクロ経済状況は、当グループに対し、過年度の財務諸表に既に記載しているリスク以外の大きなリスクをもたらさない。計上した減損は、一部のCGUまたは個別資産に特有のリスクを反映している。

## 英国—EDF Energy

## 火力発電資産およびガス貯蔵資産

2015年度に、EDF Energyの火力発電資産（主に石炭火力発電所およびガス貯蔵施設、次いでコンバインドサイクル・ガス（CCGT）発電所）について、スプレッド、ボラティリティおよび発電容量メカニズムにより生み出される追加収益の低下を反映して、(1,096)百万ユーロの減損が計上された。2016年度においても、(44)百万ユーロの追加のリスクが識別された。

2017年12月31日現在、市場の持続的な需要低迷が石炭火力発電所（クリーン・ダーク・スプレッドの縮小および発電容量競売の期待を下回る結果）ならびにガス貯蔵庫（継続的なボラティリティの低下）に見られたことを受けて、当グループは、これらの資産に関する戦略を見直し、発電所の早期閉鎖、売却ないし密閉管理を行う意思決定を下した。コッタムおよびウエスト・バートンA石炭火力発電所の操業期間について再評価を実施し、直近の発電容量競売の結果に従って、その終了時期をそれぞれ2019年度末および2021年度末に再設定した。当グループによるこれらの施設の使用に関する仮定が更新された結果、その残存帳簿価額(188)百万ユーロは、2017年12月31日現在で全額償却された。

ウエスト・バートンB CCGT発電所に関しては、その減損テストの更新により、回収可能価額が帳簿価額を上回ることが判明した。このテスト結果は現在必ずしも当該資産の収益性見通しの長期的な改善を示すものでないと考えられているため、この発電所について2015年度に計上された(216)百万ユーロの減損の一部戻入は行われなかった。

クリーン・スパーク・スプレッドの5%の変動は、ウエスト・バートンB CCGT発電所の回収可能価額に約5%の影響を与えるが、回収可能価額と帳簿価額のプラスの差額には影響を与えない。

#### 原子力資産（稼働中の発電所およびヒンクリー・ポイントCプロジェクト）

既存の原子力施設（発電所7か所）の回収可能価額は、当該資産の耐用年数にわたり将来キャッシュ・フローを割り引くことにより見積られる。耐用年数は、サイズウェルB PWR発電所については20年の延長を仮定している（その他、改良型ガス冷却炉(AGR) 発電所は既に英国原子力当局により耐用年数を延長しており、その直近の決定は2016年2月に発表された）。EDF Energyの原子力発電所の回収可能価額は、長期価格軌道がわずかに改善したことに伴い、2016年度と比較して改善し、当該資産の帳簿価額を大幅に上回っている。ベンチマーク価格曲線の感応度分析は、減損テストで識別された、回収可能価額と帳簿価額とのプラスの差額の存在に疑義を呈するものではない。

EDF Energyののれんは2017年12月31日現在76億ユーロ（67億英ポンド）であり、主に2009年度におけるBritish Energyの買収に起因している。

EDF Energyの回収可能価額は、当該資産の予想耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて見積られており、2016年9月29日付で最終契約に署名したプロジェクト、ヒンクリー・ポイント用地の耐用年数60年のEPR 2基の建設計画を勘案している。これらの発電所に関連する将来キャッシュ・フローは、当グループと英国政府の間の差額決済契約（Cfd）を参照して決定されている。Cfdは、当該EPR 2基の初運転開始日から35年の期間にわたりEDF Energyにとって安定的で予測可能な価格を設定しており、市場価格がCfd行使価格を下回った場合、EDF Energyは追加の支払いを受ける。

減損テストは、改訂後のプロジェクト費用（2017年7月3日付プレスリリースを参照）を組み込んでいるため、総プロジェクト完成費用（借入コストおよび当該プロジェクトのベンチマーク・レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替の影響を除く）である196億英ポンド（2015年英ポンド）を含んでいる。これは従来の見積額を15億英ポンド上回り、依然として1号機の運転開始を2025年度末までと仮定している。この見積額はまた、供給業者と協力する操業活動計画の成功裏の完了を前提としている。見積追加費用（活動計画分を控除後）は、基本的に、規制当局の要求に適合するよう修正された設計、現場の作業量および優先順位付け、ならびに供給業者契約の段階的实施に関する理解が向上したことに起因する。EDFの予測利益率（IRR）は、当初の約9%に対し、現在は約8.5%と見積られている。この改訂後の基礎に基づき、EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額との差額は2017年12月31日現在、引き続き相当な額となっている。

また、当該プロジェクトのレビューにおいて、商業運転日（COD）の遅延リスクも識別され、1号機については15か月、2号機については9か月と見積られた。当該リスクは、約7億英ポンド（2015年英ポンド）の潜在的追加費用を伴う可能性がある。その場合、EDFのIRRは約8.2%となる。この遅延リスクおよび関連する追加費用は、EDF Energyの減損テスト結果のマージンを約20%減少させる。

さらに、情報提供目的で、詳細な感応度分析も実施された。例えば、運転開始の4年遅延と新たなベンチマーク事業計画に係る関連追加費用40億英ポンドに基づく等である。その結果は、EDF Energyの帳簿価額に疑義を呈するものではない。

不動産1件を含むその他の資産について58百万ユーロの減損が認識された。

英国のEU離脱の決定は、大部分のキャッシュ・フロー（収益、費用、投資）および資産が英ポンド建てであることから、EDF Energyの減損テストに即時の影響を与えないが、英国が欧州連合を離脱する時期および条件が不確実であることを考えると、現段階ではまだ、長期的な結果を予測することは困難である。当グループは、投資家の要求する投資収益率の動向、燃料価格、二酸化炭素価格および価格曲線に影響を与え得るGDP成長率等のマクロ経済データの変動を監視していく予定である。

#### イタリアーEdison

有効期間が確定できない無形資産として、Edisonを買収した2012年度に945百万ユーロにより当初認識されたEdisonブランドは、減損テストの対象となったが、減損のリスクは識別されなかった。このテストはロイヤルティ免除法を使用した。

2015年度において、Edisonの発電資産（火力および再生可能エネルギー）および探査-発電資産に関連して(1,419)百万ユーロの減損が認識された。2016年度に、探査-発電資産および水力発電資産に関連して追加的リスク(160)百万ユーロが識別された。

2017年12月31日現在、大半の資産の回収可能価額は、短期的な市場環境が若干好転したこと、またコストおよび投資の軌道が制御されたおかげで、安定的または僅かな改善を見せていた。しかし、マクロ経済パラメータの低迷（ユーロ対ドルの為替相場、カントリー・リスク・プレミアム）により不利な影響を受けた一定の探査-発電領域に関連して2017年度に追加的リスク(150)百万ユーロが識別された。なお、ユーロ／ドル為替レートの1%の変動は、ドル建てキャッシュ・フローを生成する探査-発電資産のユーロ表示の回収可能価額に約10百万ユーロの影響を与える。

減損テストの一環として実施された感応度分析により、以下の情報が提供された。

- ・ 発電資産について、電力価格の10%の下落またはWACCの50ベース・ポイントの増加は、最大約(30)百万ユーロ、すなわち当該資産の帳簿価額の2%未満のリスクをもたらす。
- ・ 探査-発電資産について、コモディティ価格の5%の下落は、約(30)百万ユーロの追加的リスクをもたらす。

#### その他事業

##### EDF Énergies Nouvelles

2017年度において、(29)百万ユーロの減損が、EDF Énergies Nouvellesの様々なCGUに関して計上された（これは主に蓄電池専門の米国会社に関連していた）。

##### Dalkia

Dalkiaののれんは2017年12月31日現在で536百万ユーロであり、主に、Veolia Environnementとの2014年3月25日付契約に基づくフランスにおけるDalkiaグループの取得に起因するものであった。

Dalkiaグループの回収可能価額は、中期の対象期間にわたる予測将来キャッシュ・フロー、および永続キャッシュ・フロー予測を表す最終価値に基づいている。2017年度向けに更新された仮定を使用して、当該回収可能価額は引き続き、帳簿価額を上回っている。このテストの主要なパラメータは、最終価値の算定方法と割引率であり、この両者について感応度分析が行われ、その結果は回収可能価額と帳簿価額とのプラスの差額に影響を与えなかった。

Dalkiaブランドは、当グループが2014年度にDalkiaの支配を獲得した際に130百万ユーロの評価額で資産として認識したものであり、ロイヤルティ免除法により見積られている。2017年12月31日現在の更新テストにより、この帳簿価額の正当性が確認された。

#### フランスー発電および供給

フランスの発電所群（原子力、火力および水力発電所）を形成する異なる発電施設は、その技術的な最大発電容量とは関係なく、統合的に管理され相互依存関係にあることから、当グループは、これらの発電所全体を単一のCGUと考えるに至った。このCGUはのれんを含まない。

このCGUの価値は当グループの財務諸表にとって極めて重要であり、また2016年1月1日からの「黄色」および「緑色」規制料金の終了以後は市場価格へのエクスポージャーが重要であることから、価値の下落の兆候がない場合にも、減損テストが実施される。

発電所の回収可能価額は、注記1.3.15に記載した当グループの通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり5.2%の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られる。原子力資産については、当グループの基礎的評価では、産業戦略に沿って耐用年数が50年に延長されると仮定している。原子力発電容量は引き続き、フランスのエネルギー移行法に基づき、63.2GWの上限に従う。

KW当たり10ユーロ（2016年度の価格）の発電容量に対する安定的利益率の仮定が採用される。この仮定は、EPEX SPOTにおいて開催された直近のフランス発電容量メカニズムの競売における設定価格と一致している。

減損テストの結果、市場の対象期間に係る電力価格の僅かな上昇および節減計画実施の支えを得て、フランスの発電所群の回収可能価額と帳簿価額との間には、大幅なプラスの差額が認められた。

テストに使用した主要な仮定は、原子力資産の耐用年数、中長期の価格シナリオ、割引率、コストおよび投資の推移、ならびに発電容量プレミアムの仮定である。これらの各仮定について感応度分析が行われており、それは回収可能価額と帳簿価額との間のプラスの差額の存在に疑義を呈するものではない。

#### フランス一個別資産の減損

当グループはまた、個別資産、特に一部の不動産および水力発電資産について、(73)百万ユーロの減損を認識した。

最後に、2017年12月31日現在で、関連会社に関して(618)百万ユーロの減損が計上された。詳細については注記23に記載している。

#### 注記14. その他の収益および費用

2017年度のその他の収益および費用1,363百万ユーロは、主に、当グループのCTEに対する投資の49.9%の売却益1,462百万ユーロを含んでいる（注記3.4.1を参照）。

2016年度のその他の収益および費用は、主に、ハンガリー政府との係争の有利な帰結による利益112百万ユーロを含んでいる。この支払は、長期電力購入契約（PPA）の損失に係る補償および標準コストの払戻しに関する申請を受けてハーグ常設仲裁裁判所により命令されたものであった。

## 注記15. 金融損益

## 15.1 総金融負債に係る費用

総金融負債に係る費用の内訳の詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                   | 2017年度         | 2016年度         |
|------------------------------|----------------|----------------|
| 財務活動に係る支払利息                  | (1,869)        | (1,907)        |
| デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動      | 37             | (11)           |
| キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値の変動の利益への振替 | 31             | 122            |
| 債務に係る外国為替差益（純額）              | 23             | (31)           |
| <b>総金融負債に係る費用</b>            | <b>(1,778)</b> | <b>(1,827)</b> |

## 15.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入れに係る費用は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料ならびに長期および雇用後従業員給付に係る引当金に関係している。

この費用は、実質割引率の低下に伴って減少した（注記29.1.5.1を参照）。

最終的な割引の影響の詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)               | 2017年度         | 2016年度         |
|--------------------------|----------------|----------------|
| 長期および雇用後従業員給付引当金         | (884)          | (1,048)        |
| 核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1) | (1,968)        | (2,278)        |
| その他の引当金および前受金            | (107)          | (91)           |
| <b>割引の影響</b>             | <b>(2,959)</b> | <b>(3,417)</b> |

(1) NLFからの払戻額に対応する債権の割引による影響を含む－注記36.3を参照。

## 15.3 その他の金融収益および費用

その他の金融収益および費用の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                           | 2017年度       | 2016年度       |
|--------------------------------------|--------------|--------------|
| 現金および現金同等物に係る金融収益                    | 21           | 20           |
| 売却可能金融資産に係る利益／（損失）                   | 1,395        | 775          |
| その他金融資産に係る利益／（損失）                    | 295          | 398          |
| 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融商品の<br>変動 | (102)        | (46)         |
| その他の金融費用                             | (52)         | (263)        |
| 債務以外の金融項目に係る外国為替差損益                  | (41)         | 43           |
| 制度資産に係る収益                            | 470          | 547          |
| 借入コストの資産計上                           | 515          | 437          |
| <b>その他の金融収益および費用</b>                 | <b>2,501</b> | <b>1,911</b> |

売却可能金融資産に係る損失控除後の利益には、売却益、受取利息および配当が含まれている。

2017年度の売却可能金融資産に係る利益および損失には、EDFの専用資産売却による純利益985百万ユーロ（2016年度428百万ユーロ）が含まれている。

## 注記16. 法人所得税

## 16.1 税金費用の内訳

内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度 | 2016年度  |
|------------|--------|---------|
| 当期税金費用     | 42     | (1,886) |
| 繰延税金       | (189)  | 498     |
| 合計         | (147)  | (1,388) |

2017年度の当期税金費用のうち362百万ユーロはフランスにおけるEDFの連結納税グループに関連し、(320)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2016年度は、それぞれ(1,458)百万ユーロおよび(428)百万ユーロ）。

配当金分配に係る3%拠出金が違憲であるとの発表を受けて、当グループは、255百万ユーロの未収税金を計上した（注記3.6を参照）。

フランスでは、2017年度の当初の財政法により、法人所得税に加えて、2017年度の課税所得のみに課される2件の例外的拠出金が導入された。これらの累積的拠出金はそれぞれ、売上収益が10億ユーロおよび30億ユーロ超の大企業に適用される。EDFグループは両方に関連し、その結果、2017年度の法人所得税率は44.43%となった（社会拠出金3.3%を含む）。これらの拠出金による法人所得税費用の増額は、約69百万ユーロである。

## 16.2 理論税額と実効税額の調整（タックス・ブルーフ）

| (単位：百万ユーロ)      | 2017年度  | 2016年度  |
|-----------------|---------|---------|
| 連結会社の税引前利益      | 3,401   | 4,181   |
| 親会社に適用される法人所得税率 | 34.43%  | 34.43%  |
| 理論税額            | (1,171) | (1,440) |
| 税率差異(1)         | 51      | 119     |
| 永久差異(2)         | 476     | (163)   |
| 税法基準外税金(3)      | 478     | 286     |
| 未認識の繰延税金資産      | 20      | (189)   |
| その他             | (1)     | (1)     |
| 実際税額            | (147)   | (1,388) |
| 実効税率            | 4.32%   | 33.20%  |

理論上の税率とこの実効税率の差異を説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 2017年度：
  - (1) ベルギー（2020年に33.99%から25%）および米国（40%から27%）における法人所得税率引下げによる有利な影響、それぞれ38百万ユーロおよび46百万ユーロ。
  - (2) 軽減税率の影響を受ける投資（主にCTE/RTE取引（注記3.4.1を参照））および資産の売却に関する有利な影響389百万ユーロ。
  - (3) 配当分配に係る3%拠出金に関連した異議申立ての有利な影響255百万ユーロ（かつ非課税となる）および永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入による有利な影響195百万ユーロ。
- ・ 2016年度：
  - (1) フランス（34.43%から28.92%）および英国（18%から17%）における2020年度からの法人所得税率引下げによる有利な影響、それぞれ69百万ユーロおよび68百万ユーロ。
  - (2) 永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入による有利な影響200百万ユーロ。

## 16.3 繰延税金資産および負債の変動

| (単位：百万ユーロ)               | 2017年度         | 2016年度         |
|--------------------------|----------------|----------------|
| 繰延税金資産                   | 1,641          | 2,713          |
| 繰延税金負債                   | (2,272)        | (4,122)        |
| <b>1月1日現在の繰延税金（純額）</b>   | <b>(631)</b>   | <b>(1,409)</b> |
| 純利益の変動                   | (189)          | 498            |
| 自己資本の変動                  | (437)          | 33             |
| 換算調整                     | 61             | 185            |
| 連結範囲の変更                  | 22             | 60             |
| その他の変動                   | 32             | 2              |
| <b>12月31日現在の繰延税金（純額）</b> | <b>(1,142)</b> | <b>(631)</b>   |
| 繰延税金資産                   | 1,220          | 1,641          |
| 繰延税金負債                   | (2,362)        | (2,272)        |

自己資本に含まれる繰延税金資産の2017年度の変動のうち(349)百万ユーロは雇用後給付に係る数理計算上の損益に起因し(2016年度(191)百万ユーロ)、当該変動のうち(294)百万ユーロは売却目的保有の金融商品および金融資産に係る公正価値の変動に関連している(2016年度224百万ユーロ)。

## 16.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年12月31日現在  | 2016年12月31日現在 |
|----------------------|----------------|---------------|
| <b>繰延税金：</b>         |                |               |
| 固定資産                 | (5,419)        | (5,344)       |
| 従業員給付引当金             | 5,203          | 6,051         |
| その他の引当金および減損         | 378            | 377           |
| 金融商品                 | 163            | 232           |
| 繰越欠損金および未使用の税額控除     | 1,289          | 1,279         |
| その他                  | 132            | 48            |
| <b>繰延税金資産および負債合計</b> | <b>1,746</b>   | <b>2,643</b>  |
| 未認識の繰延税金資産           | (2,888)        | (3,274)       |
| <b>繰延税金（純額）</b>      | <b>(1,142)</b> | <b>(631)</b>  |

2017年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は2,888百万ユーロ(2016年12月31日現在3,274百万ユーロ)の潜在的節税額を示しており、主にフランスおよび米国に関連している。

フランスにおけるこの潜在的節税額は、2017年12月31日現在2,043百万ユーロ(2016年12月31日現在2,385百万ユーロ)であり、基本的に従業員給付に係る繰延税金資産に関連している。これらの繰延税金資産には期限がない。

米国におけるこの潜在的節税額は、499百万ユーロ(2016年度734百万ユーロ)であり、主に繰越欠損金に相当し、その繰越期限は2029年度から2036年度である。

繰越欠損金について認識された繰延税金資産は497百万ユーロ(2016年度438百万ユーロ)であり、主に米国(2017年度199百万ユーロ、2016年度135百万ユーロ)、フランス(2017年度51百万ユーロ、2016年度111百万ユーロ)、カナダおよびイタリアに関連する。これらは、同一期間内に相殺可能な同一納税企業に係る繰延税金負債があるか、または課税所得が見込まれることから計上されている。

## 注記17 基本的1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

希薄化後1株当たり利益は、希薄化効果のある金融商品および永久劣後債の持参人に対する当年度中の支払額について修正した純利益の当グループ持分を、自己株式控除後の期中の加重平均社外流通潜在株式数で除すことにより計算されている。

以下の表は、1株当たり利益（基本および希薄化後）の計算に使用された基本および希薄化後利益の調整、ならびに基本および希薄化後1株当たり利益の計算に使用された加重平均株式数の増減を示している。

| （単位：百万ユーロ）          | 2017年度        | 2016年度        |
|---------------------|---------------|---------------|
| 普通株式に帰属する純利益        | 3,173         | 2,851         |
| 永久劣後債に係る支払          | (565)         | (582)         |
| 希薄化効果のある金融商品の影響     | -             | -             |
| 1株当たり利益の計算に使用された純利益 | 2,608         | 2,269         |
| 期中加重平均社外流通普通株式数     | 2,660,243,412 | 1,980,632,028 |
| 期中加重平均社外流通希薄化後株式数   | 2,660,243,412 | 1,980,632,028 |
| 1株当たり利益（単位：ユーロ）：    |               |               |
| 1株当たり利益             | 0.98          | 1.15          |
| 希薄化後1株当たり利益         | 0.98          | 1.15          |

2017年度において、EDFの増資、2016年度に係る株式による配当の未払分の支払、および2017年度に係る株式による中間配当の支払により、818,302,121株の発行に対応して資本金および発行プレミアムの増加額合計5,427百万ユーロを計上した。

[次へ](#)



## 営業資産および負債、自己資本

## 注記18. のれん

## 18.1 のれんの変動

連結企業に係るのれんの内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| 期首における帳簿価額純額  | 8,923         | 10,236        |
| 取得（注記3.2）     | 1,396         | 36            |
| 売却            | -             | -             |
| 減損（注記13）      | -             | -             |
| 換算調整          | (282)         | (1,298)       |
| その他の変動        | (1)           | (51)          |
| 期末日における帳簿価額純額 | 10,036        | 8,923         |
| 期末日における総額     | 10,802        | 9,709         |
| 期末日における減損累計額  | (766)         | (786)         |

2017年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ Framatome取得に関する1,257百万ユーロ（注記3.2を参照）。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整(282)百万ユーロ。

2016年度ののれんの変動は、主に、ユーロに対する英ポンドの下落を大きく反映した換算調整(1,298)百万ユーロに関係していた。

## 18.2 のれんの事業セグメント別内訳

注記6.1に記載された新たなセグメントののれんの内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                   | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------------------|---------------|---------------|
| フランスー規制業務                    | 223           | 223           |
| 原子炉およびサービス（Framatome）（注記3.2） | 1,257         | -             |
| 英国（EDF Energy）               | 7,586         | 7,818         |
| イタリア                         | 18            | 2             |
| その他国外                        | 15            | 13            |
| Dalkia                       | 536           | 496           |
| EDF Énergies Nouvelles       | 206           | 177           |
| その他                          | 195           | 194           |
| その他事業                        | 937           | 867           |
| グループ合計                       | 10,036        | 8,923         |

## 注記19. その他の無形資産

その他の無形資産の純額の内訳は、以下の通りである。

## 2017年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                          | 2016年<br>12月31日<br>現在 | 取得    | 売却      | 換算調整 | 範囲の変更 | その他<br>変動 | 2017年<br>12月31日<br>現在 |
|-------------------------------------|-----------------------|-------|---------|------|-------|-----------|-----------------------|
| ソフトウェア                              | 3,624                 | 638   | (224)   | (37) | 23    | 10        | 4,034                 |
| 企業結合において取得<br>したコモディティ契約<br>の正の公正価値 | 810                   | -     | -       | -    | -     | -         | 810                   |
| 温室効果ガス排出権－<br>グリーン証書                | 428                   | 1,123 | (1,107) | (7)  | 1     | 2         | 440                   |
| その他の無形資産                            | 5,975                 | 410   | (113)   | (46) | 1,322 | (47)      | 7,501                 |
| 開発中の無形資産(1)                         | 995                   | 128   | (2)     | (6)  | 96    | -         | 1,211                 |
| 総額                                  | 11,832                | 2,299 | (1,446) | (96) | 1,442 | (35)      | 13,996                |
| 償却および減損累計額                          | (4,382)               | (976) | 272     | 58   | (71)  | (1)       | (5,100)               |
| 純額                                  | 7,450                 | 1,323 | (1,174) | (38) | 1,371 | (36)      | 8,896                 |

(1) 開発中の無形資産の増加は、新資産の運転開始の影響を控除後で表示されている。

2017年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれている。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび729百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび962百万ユーロ。
- ・ Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産およびFramatomeの顧客契約が、それぞれ132百万ユーロ、702百万ユーロおよび402百万ユーロ。

2017年度には、その他の無形資産について(16)百万ユーロの減損が計上された。

2017年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、546百万ユーロである。

2016年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                          | 2015年<br>12月31日<br>現在 | 取得    | 売却      | 換算調整  | 範囲の変更 | その他<br>変動 | 2016年<br>12月31日<br>現在 |
|-------------------------------------|-----------------------|-------|---------|-------|-------|-----------|-----------------------|
| ソフトウェア                              | 3,577                 | 617   | (381)   | (135) | (60)  | 6         | 3,624                 |
| 企業結合において取得<br>したコモディティ契約<br>の正の公正価値 | 810                   | -     | -       | -     | -     | -         | 810                   |
| 温室効果ガス排出権－<br>グリーン証書                | 690                   | 935   | (1,094) | (49)  | (1)   | (53)      | 428                   |
| その他の無形資産                            | 5,936                 | 341   | (19)    | (46)  | (324) | 87        | 5,975                 |
| 開発中の無形資産(1)                         | 1,976                 | 87    | -       | (23)  | (1)   | (1,044)   | 995                   |
| 総額                                  | 12,989                | 1,980 | (1,494) | (253) | (386) | (1,004)   | 11,832                |
| 償却および減損累計額                          | (4,100)               | (992) | 394     | 84    | 166   | 66        | (4,382)               |
| 純額                                  | 8,889                 | 988   | (1,100) | (169) | (220) | (938)     | 7,450                 |

(1) その他の変動にはフラマンヴィル3EPRに関連する一定のコストの、建設中の有形固定資産への組替が含まれている。

2016年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれている。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび729百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび912百万ユーロ。

2016年度には、その他の無形資産について(159)百万ユーロの減損が計上された。

2016年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、572百万ユーロである。

## 注記20. フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

### 20.1 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産（純額）

| (単位：百万ユーロ)          | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------------|---------------|---------------|
| 有形固定資産              | 53,034        | 51,489        |
| 建設中の有形固定資産          | 1,705         | 1,575         |
| フランスの公共配電委譲運営有形固定資産 | 54,739        | 53,064        |

### 20.2 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

| (単位：百万ユーロ)                    | 土地・建物   | 電力網      | その他<br>施設等 | 合計       |
|-------------------------------|---------|----------|------------|----------|
| 2016年12月31日現在総額               | 2,601   | 86,959   | 3,909      | 93,469   |
| 増加 <sup>(1)</sup>             | 164     | 3,762    | 389        | 4,315    |
| 減少                            | (19)    | (766)    | (167)      | (952)    |
| 2017年12月31日現在総額               | 2,746   | 89,955   | 4,131      | 96,832   |
| 2016年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (1,337) | (38,141) | (2,502)    | (41,980) |
| 減価償却費、純額                      | (58)    | (216)    | (187)      | (461)    |
| 除却                            | 7       | 678      | 162        | 847      |
| その他変動 <sup>(2)</sup>          | (9)     | (2,099)  | (96)       | (2,204)  |
| 2017年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (1,397) | (39,778) | (2,623)    | (43,798) |

|                 |       |        |       |        |
|-----------------|-------|--------|-------|--------|
| 2016年12月31日現在純額 | 1,264 | 48,818 | 1,407 | 51,489 |
| 2017年12月31日現在純額 | 1,349 | 50,177 | 1,508 | 53,034 |

- (1) 増加には、委譲者によって提供された資産も含む。
- (2) その他変動は、主に委譲運営資産の減価償却に関連しており、特別委譲負債勘定に計上された償却額の相手勘定として計上されている。

## 注記21. その他の業務に係る委譲運営有形固定資産

### 21.1 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

|                     |               |               |
|---------------------|---------------|---------------|
| (単位：百万ユーロ)          | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
| 有形固定資産              | 6,369         | 6,010         |
| 建設中の有形固定資産          | 1,238         | 1,606         |
| その他の業務に係る委譲運営有形固定資産 | 7,607         | 7,616         |

## 21.2 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

| (単位：百万ユーロ)                    | 土地・建物 | 化石燃料<br>および<br>水力発電所 | 電力網  | その他<br>施設等 | 合計      |
|-------------------------------|-------|----------------------|------|------------|---------|
| 2016年12月31日現在総額               | 1,452 | 11,795               | 41   | 546        | 13,834  |
| 増加                            | 29    | 891                  | 18   | 47         | 985     |
| 減少                            | (5)   | (41)                 | (20) | (5)        | (71)    |
| 換算調整                          | -     | (59)                 | (1)  | (1)        | (61)    |
| 連結範囲の変更                       | 13    | 23                   | -    | 3          | 39      |
| その他変動                         | -     | (43)                 | 1    | (8)        | (50)    |
| 2017年12月31日現在総額               | 1,489 | 12,566               | 39   | 582        | 14,676  |
| 2016年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (873) | (6,570)              | (18) | (363)      | (7,824) |
| 減価償却費、純額                      | (29)  | (361)                | (4)  | (35)       | (429)   |
| 減損、戻入控除後                      | -     | (150)                | -    | -          | (150)   |
| 除却                            | 4     | 27                   | -    | 6          | 37      |
| 換算調整                          | -     | 38                   | -    | -          | 38      |
| 連結範囲の変更                       | -     | -                    | -    | -          | -       |
| その他変動                         | 3     | 17                   | -    | 1          | 21      |
| 2017年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (895) | (6,999)              | (22) | (391)      | (8,307) |
| 2016年12月31日現在純額               | 579   | 5,225                | 23   | 183        | 6,010   |
| 2017年12月31日現在純額               | 594   | 5,567                | 17   | 191        | 6,369   |

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産は、主に、フランス（公共配電を除く水力発電）およびイタリア所在の委譲運営施設から構成されている。

2017年12月31日現在、建設中の有形固定資産およびその他の業務に係る委譲運営に使用されるその他の資産の減損はそれぞれ(54)百万ユーロおよび(150)百万ユーロである。

## 注記22. グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産

## 22.1 グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産（純額）

グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| 有形固定資産                         | 48,972        | 46,350        |
| 建設中の有形固定資産                     | 26,515        | 24,059        |
| ファイナンス・リース有形固定資産               | 135           | 164           |
| グループ所有発電用有形固定資産およびその他の<br>有形資産 | 75,622        | 70,573        |

2017年12月31日現在のグループ所有の建設中の有形固定資産は主にフラマンヴィル3（資産計上された借入コスト2,287百万ユーロを含む11,523百万ユーロ）およびヒンクリー・ポイントC（資産計上された借入コスト59百万ユーロを含む5,149百万ユーロ）のEPR原子炉に関係している。

2017年度初頭に商業運転を開始したダンケルク・メタン・ターミナルに関連する有形固定資産は、建設中の有形固定資産から発電用有形固定資産に1,158百万ユーロで振り替えられた。

2017年度中の発電用資産の変動はまた、主にユーロに対する英ポンドおよび米ドルの下落に起因する外国為替の影響(1,081)百万ユーロを含む。

2017年12月31日現在、グループ所有有形資産に関する減損は(298)百万ユーロである。

## 22.2 グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産の変動（建設中の資産およびファイナンス・リース資産を除く）

| (単位：百万ユーロ)                    | 土地・建物   | 原子力<br>発電所 | 化石燃料<br>および<br>水力発電所 | 電力網  | その他<br>施設等 | 合 計      |
|-------------------------------|---------|------------|----------------------|------|------------|----------|
| 2016年12月31日現在総額               | 12,554  | 66,958     | 19,964               | 17   | 16,880     | 116,373  |
| 増加                            | 654     | 2,938      | 1,767                | -    | 2,200      | 7,559    |
| 減少                            | (503)   | (1,020)    | (493)                | -    | (429)      | (2,445)  |
| 換算調整                          | (43)    | (378)      | (179)                | -    | (737)      | (1,337)  |
| 連結範囲の変更(1)                    | 314     | -          | (271)                | -    | 821        | 864      |
| その他変動(2)                      | 43      | 392        | 49                   | -    | 30         | 514      |
| 2017年12月31日現在総額               | 13,019  | 68,890     | 20,837               | 17   | 18,765     | 121,528  |
| 2016年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (6,874) | (44,269)   | (11,866)             | (9)  | (7,005)    | (70,023) |
| 減価償却費、純額                      | (345)   | (2,545)    | (776)                | (2)  | (1,155)    | (4,823)  |
| 減損、戻入控除後                      | (77)    | 13         | (217)                | -    | (17)       | (298)    |
| 除却                            | 229     | 893        | 398                  | -    | 398        | 1,918    |
| 換算調整                          | 4       | 164        | 126                  | -    | 205        | 499      |
| 連結範囲の変更(1)                    | (9)     | -          | 81                   | -    | 2          | 74       |
| その他変動                         | (2)     | 65         | 24                   | (1)  | 11         | 97       |
| 2017年12月31日現在<br>減価償却および減損累計額 | (7,074) | (45,679)   | (12,230)             | (12) | (7,561)    | (72,556) |
| 2016年12月31日現在純額               | 5,680   | 22,689     | 8,098                | 8    | 9,875      | 46,350   |
| 2017年12月31日現在純額               | 5,945   | 23,211     | 8,607                | 5    | 11,204     | 48,972   |

(1) 連結範囲の変更は主にFramatomeの初回連結に関連する資産に係る。

(2) その他変動は、EDFの原子力発電に関連する引当金の計算に使用された実質割引率の変動322百万ユーロが引当金およびその基礎となる資産に関連する資産に与えた影響を含む（注記29.1を参照）。

## 22.3 ファイナンス・リース契約

| (単位：百万ユーロ)          | 2017年12月31日現在 |      |       |     | 2016年12月31日現在 |
|---------------------|---------------|------|-------|-----|---------------|
|                     | 期限            |      |       |     | 合計            |
|                     | 合計            | 1年未満 | 1年－5年 | 5年超 |               |
| 将来の最低支払リース料債権（賃貸人分） | 33            | 10   | 20    | 3   | 46            |
| 将来の最低支払リース料債務（賃借人分） | 367           | 51   | 150   | 166 | 482           |

当グループは、IFRIC第4号およびIAS第17号に基づきファイナンス・リースとして分類される契約の賃貸人となっている。

当グループは、賃借人として事業の過程で使用される建物、器具および車両の解約不能なファイナンス・リース契約を締結している。関連する支払いは、契約に定められた期間毎に、交渉により見直される。

## 注記23. 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社および共同支配企業に対する投資は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 主要<br>事業(1) | 2017年12月31日現在 |                 |           | 2016年12月31日現在   |           |
|------------------------|-------------|---------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|
|                        |             | 所有割合<br>(%)   | 自己資本<br>(純額) 持分 | 純利益<br>持分 | 自己資本<br>(純額) 持分 | 純利益<br>持分 |
| 主要な関連会社に対する投資          |             |               |                 |           |                 |           |
| CTE(2)                 | O           | 50.10         | 1,241           | 249       | n/a             | n/a       |
| RTE                    | T           | n/a           | n/a             | n/a       | 2,558           | 403       |
| CENG                   | G           | 49.99         | 1,494           | (316)     | 2,120           | (485)     |
| Taishan(TNPJVC)(3)     | G           | 30.00         | n.c.            | n.c.      | 1,191           | (12)      |
| Alpiq(4)               | G, D, O, T  | 25.04         | 602             | 25        | 606             | -         |
| その他関連会社および共同支配企業に対する投資 |             |               | n.c.            | n.c.      | 2,170           | 312       |
| 合計                     |             |               | 7,249           | 35        | 8,645           | 218       |

n/a=該当なし。

n.c.=報告なし。

(1) G=発電、D=配電、T=輸送、O=その他

(2) 2017年12月31日現在、これはCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) に対する50.1%持分に対応する(注記3.4.1を参照)。協定により、表示された純利益持分は、2017年度第1四半期におけるRTE純利益の100%および2017年度第2四半期以降におけるCTE下位企業集団の連結純利益の50.1%から成る。

(3) CGNは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、当グループは2017年12月31日現在のTaishanに係る財務データを報告できない。

(4) Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、上記の数値は、2017年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる(2017年8月にAlpiqが公表した確定値を含む)。

その他関連会社および共同支配企業に対する投資は主に、Nam Theun Power Company (NTPC)ならびにEDF Énergies Nouvelles、EDF SAおよびEdisonが所有する一部の会社に関連している。

2017年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資に関連して、主にCENGの資産について、(618)百万ユーロの減損が計上された(注記23.2.3を参照)。

2016年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資に関連して、主にCENGの資産について、(481)百万ユーロの減損が計上された(注記23.2.3を参照)。

## 23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

## 23.1.1 CTE－財務指標

CTEに関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

| （単位：百万ユーロ）         | 2017年12月31日現在(1) |
|--------------------|------------------|
| 非流動資産              | 17,163           |
| 流動資産               | 2,793            |
| <b>資産合計</b>        | <b>19,956</b>    |
| 自己資本               | 2,476            |
| 非流動負債              | 12,870           |
| 流動負債               | 4,610            |
| <b>自己資本および負債合計</b> | <b>19,956</b>    |
| 売上高                | 3,143            |
| 減価償却費および償却費控除前営業利益 | 1,285            |
| 純利益                | 337              |
| 純負債額               | 11,633           |
| 自己資本直入損益           | -                |
| 支払配当金              | 159              |

(1) 2017年12月31日現在の数値は、CTE下位企業集団（CTEはRTE株式所有会社である。注記3.4.1を参照）の2017年度に係るデータに相当する。2016年度のRTEについて公表された財務指標は、2016年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記23.1に記載されている。

## 23.1.2 EDFグループとCTEとの間の取引

2017年12月31日現在におけるEDFグループとCTEとの間の主要な取引は、以下の通りである。

売上

EnedisはRTEの高電圧および超高電圧電力網を使用して発電場所から配電網へ送電している。このサービスにより、2017年度にRTEはEnedisから3,507百万ユーロの売上収益を稼得した。

また、電力システムのバランスを確保する責任の遂行に当たり、2017年度中に、RTEは以下を行った。

- ・ EDFおよびEnedisとの間のエネルギー購入および販売、それぞれ153百万ユーロおよび165百万ユーロ
- ・ EDFからのシステム・サービスの購入、257百万ユーロ



## 23.2 CENG

### 23.2.1 CENG—財務指標

CENGに関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

| （単位：百万ユーロ）         | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------|---------------|---------------|
| 非流動資産              | 7,370         | 10,164        |
| 流動資産               | 965           | 1,020         |
| <b>資産合計</b>        | <b>8,335</b>  | <b>11,184</b> |
| 自己資本               | 2,989         | 4,240         |
| 非流動負債              | 5,030         | 6,521         |
| 流動負債               | 316           | 423           |
| <b>自己資本および負債合計</b> | <b>8,335</b>  | <b>11,184</b> |
| 売上高                | 1,156         | 1,059         |
| 減価償却費および償却費控除前営業利益 | 396           | 305           |
| 純利益                | (633)         | (971)         |
| 自己資本直入損益           | 107           | 169           |
| 支払配当金              | -             | -             |

### 23.2.2 EDFグループとCENGとの間の取引

2017年12月31日現在におけるEDFグループとCENGとの間の主要な取引は、CENGと当グループ（EDF Trading North America）との間の電力購入契約に関連している。当該契約では、2014年に終了した既存の電力購入契約を適用してCENGの発電所の元所有者に販売されないCENGの発電エネルギーの15%を、EDF Trading North Americaに納入することを規定している。2015年1月1日以降、当グループは、CENGの2か所の発電所から生産された電力の49.99%を市場価格で購入している。

CENGからEDF Trading North Americaへのこれらの販売電力量は、2017年度において16.3TWhであった。

### 23.2.3 減損

2016年度に、先物価格および長期電力価格が下落した結果、当グループのCENGに対する投資について(462)百万ユーロの減損が計上された。

2017年12月31日現在、当グループは(491)百万ユーロの減損を追加計上した（このうち(341)百万ユーロは2017年6月30日現在で既に計上済みであった）。

この減損は、当グループの通常の方法に基づいて算定された。これは主に、以下の結果である。

- ・ 外部アナリスト（ABB、IHS、Cera、EIA）により公表された長期価格軌道の更なる下方修正。2017年秋に公表された報告は、2017年春に発表された予測を下回った。
- ・ 年間を通じてのガス価格の継続的な下落による短期市場価格の下落（上半期と下半期とでその市場対象期間に係る電力価格の平均4%の下落）。

使用価値の算定においては、ニューヨーク州の原子力発電所補助金に係るゼロ排出クレジット（ZEC）プログラムの導入を考慮している。同プログラムは、ジーナおよびナイン・マイル・ポイント発電所に追加利益をもたらす。ただし、ZECプログラムの長期的な存続は、進行中の訴訟手続の結果に左右される見込みである。ZECプログラムの継続に関する問題に加えて、CENGに対する投資の評価には、いくつかの重要な仮定に関連する不確実性がある（例えば、市場環境、法的枠組み、エネルギー政策の変更、および戦略決定に対する当グループの支配の欠如）。従って、CENG資産の回収可能価額の算定には、特定のリスク・プレミアムが含まれる。

## 23.3 TAISHAN

### 23.3.1 Taishan—財務指標

Taishanに関して公表された主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)         | 2016年12月31日現在 | 2015年12月31日現在 |
|--------------------|---------------|---------------|
| 非流動資産              | 10,936        | 10,369        |
| 流動資産               | 66            | 41            |
| <b>資産合計</b>        | <b>11,002</b> | <b>10,410</b> |
| 自己資本               | 3,594         | 3,597         |
| 非流動負債              | 6,563         | 5,836         |
| 流動負債               | 845           | 977           |
| <b>自己資本および負債合計</b> | <b>11,002</b> | <b>10,410</b> |
| 売上高                | -             | -             |
| 純損益                | (39)          | 29            |
| 支払配当金              | -             | -             |

### 23.3.2 EDFグループとTaishanとの間の取引

EDFは、中国広東省の泰山におけるEPR原子炉2基の建設および操業のために設立されたTNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited) の30%を所有している。CGNが51%、Yudeanが19%の持分を保有している。Taishan 1号機およびTaishan 2号機はそれぞれ2018年度および2019年度に商業運転を開始する予定である。

### 23.4 ALPIQ

Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、ここに示す数値は2017年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる（注記23の表に対する注3を参照）。

#### 23.4.1 公表財務指標

Alpiqグループが公表した主要な財務指標は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)            | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------|---------------|---------------|
| 非流動資産                 | 5,303         | 5,889         |
| 流動資産                  | 3,765         | 3,239         |
| 売却目的保有に分類された資産        | 107           | 503           |
| <b>資産合計</b>           | <b>9,175</b>  | <b>9,631</b>  |
| 自己資本(1)               | 3,619         | 3,525         |
| 非流動負債                 | 3,222         | 4,148         |
| 流動負債                  | 2,315         | 1,905         |
| 売却目的保有に分類された資産に関連する負債 | 19            | 53            |
| <b>自己資本および負債合計</b>    | <b>9,175</b>  | <b>9,631</b>  |
| 売上高                   | 5,576         | 6,289         |
| 減価償却費および償却費控除前営業利益    | 714           | 47            |
| 純利益                   | 270           | (777)         |
| 自己資本直入損益              | (24)          | (160)         |
| 当グループに対する支払配当金        | -             | 11            |

(1) ハイブリッド債949百万ユーロを含む。

2013年4月25日に、Alpiqのスイスの主要株主は366.5百万スイス・フランのハイブリッド・ローンを引き受けた。この最初の取引の後、2013年5月2日にAlpiqは、表面年利率5%、最短で5年半後の償還オプション付の650百万スイス・フランのハイブリッド債の公募を行った。

その性質に基づき、IAS第32号に準拠して、これらのハイブリッド・ローンおよびハイブリッド債は、Alpiqの連結財務諸表の自己資本に計上された。EDFグループはこの取引に係る引受けを行っていないので、「関連会社および共同支配企業に対する投資」に報告されているAlpiqに対する投資の価額への影響はなかった。

Alpiqが公表した自己資本に対する持分と当グループの連結財務諸表計上額との差額は、大部分が、このハイブリッド・ローンによるものである。

2017年12月31日現在の株式市場価格に基づいて評価したAlpiqに対するEDFグループの投資額は379百万ユーロである。当グループは、特に浮動株式の水準の低さから、この株式市場価格は同社の価値に対応していないと考えている。

#### 23.4.2 減損

Alpiqグループは、卸売価格が著しく低い困難な市場環境で事業を運営している。また、Alpiqは自由化されていないスイス市場において、最終顧客との取引を行うことができない。この不利な事情が、ベースロード・エネルギーの割合が高く、長期市場価格の下方修正により発電容量が不利に働くスイスにおける発電施設の収益性に影響を与えている。そのため、2016年3月にAlpiqは、卸売価格へのエクスポージャーを低減させるべく、伝統的エネルギー生産における構造的施策の実施を公表した。

2017年8月28日に2017年度中間財務諸表を公表した際に、Alpiqは、再度、伝統的発電資産の収益性に影響を与える2つの要因、すなわち市場価格の低迷およびスイス電力市場の非対称的な規制を強調した。しかし、これらのリスクは既に織込み済みであるため、2017年度上半期中にAlpiqによる減損の追加計上はなかった。

法制上の進展としては、2017年5月21日にスイスの国民投票により、原子力発電の段階的廃止とクリーン・エネルギーの増加を目指すエネルギー法が承認された。「エネルギー戦略2050」法案は、同国の5基の原子力発電所により発電された電力を、再生可能エネルギーへと漸次置き換える旨を規定している。スイスは、今後新規の原子力発電所は建設しないが、既存の発電所は安全が保証される限り稼働を続けることができるとしている。このエネルギー法は、2016年9月に既にスイス国会の承認を受けている。スイスが原子力発電の廃止および新規原子力発電所の開発中止の決定を最初に公表したのは2011年であったことから、これは長期にわたるプロセスの最終成果である。

現在、当グループは、2017年8月におけるAlpiqの中間決算発表以後、2017年12月31日現在のAlpiqに対する投資について追加の減損リスクを示唆する要因を認識していない。

当グループは引き続き、Alpiqの活動計画の効果的な実施ならびにスイスにおける市場の状況および規制環境の変化を入念に監視する予定である。Alpiqグループが2018年3月26日公表予定の2017年度年次連結財務諸表において減損を認識した場合には、EDFグループは2018年度の中間財務諸表にそれを反映することになる。

## 注記24. 棚卸資産

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)   | 2017年12月31日現在 |       |        | 2016年12月31日現在 |       |        |
|--------------|---------------|-------|--------|---------------|-------|--------|
|              | 総額            | 引当金   | 純額     | 総額            | 引当金   | 純額     |
| 核燃料          | 10,831        | (15)  | 10,816 | 10,923        | (19)  | 10,904 |
| その他燃料        | 906           | (7)   | 899    | 1,281         | (5)   | 1,276  |
| その他原材料       | 1,526         | (283) | 1,243  | 1,413         | (296) | 1,117  |
| 仕掛品（製品・サービス） | 494           | (48)  | 446    | 197           | (46)  | 151    |
| その他の棚卸資産     | 768           | (34)  | 734    | 711           | (58)  | 653    |
| 棚卸資産合計       | 14,525        | (387) | 14,138 | 14,525        | (424) | 14,101 |

2017年12月31日現在の1年超部分は、主に、7,932百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2016年12月31日現在8,182百万ユーロ）。

2017年12月31日現在、市場価額で計上されているEDF Tradingの棚卸資産の価額は179百万ユーロである（2016年12月31日現在492百万ユーロ）。

## 注記25. 営業債権

営業債権（純額）の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)              | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-------------------------|---------------|---------------|
| 営業債権－総額（EDF Tradingを除く） | 20,927        | 21,022        |
| 営業債権－総額（EDF Trading）    | 3,530         | 3,331         |
| 減損                      | (1,046)       | (1,057)       |
| 営業債権－純額                 | 23,411        | 23,296        |

営業債権の大部分は、1年以内に期限が到来する。

## 25.1 期日到来および期日未到来の営業債権

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 |         |        | 2016年12月31日現在 |         |        |
|---------------|---------------|---------|--------|---------------|---------|--------|
|               | 総額            | 引当金     | 純額     | 総額            | 引当金     | 純額     |
| 営業債権          | 24,457        | (1,046) | 23,411 | 24,353        | (1,057) | 23,296 |
| - 期日経過後6か月以内  | 1,172         | (260)   | 912    | 1,214         | (186)   | 1,028  |
| - 期日経過後6～12か月 | 435           | (137)   | 298    | 491           | (152)   | 339    |
| - 期日経過後12か月超  | 890           | (532)   | 358    | 1,105         | (595)   | 510    |
| 期日到来営業債権      | 2,497         | (929)   | 1,568  | 2,810         | (933)   | 1,877  |
| 期日未到来営業債権     | 21,960        | (117)   | 21,843 | 21,543        | (124)   | 21,419 |

## 25.2 債権の譲渡

(単位：百万ユーロ)

|                         | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-------------------------|---------------|---------------|
| 譲渡済で貸借対照表上に全額留保している営業債権 | -             | -             |
| 譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権 | 41            | 33            |
| 譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権  | 903           | 1,304         |

当グループは2017年12月31日現在、Edisonグループによる406百万ユーロを含む、合計903百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた（2016年12月31日現在、Edisonグループによる665百万ユーロを含む、1,304百万ユーロ）。

譲渡のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われており、対応する債権は当グループの連結貸借対照表には計上されていない。

## 注記26. その他の債権

その他の債権の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-------------------|---------------|---------------|
| 前払費用              | 1,592         | 1,567         |
| 公共電力サービス拠出金（CSPE） | 1,147         | 1,647         |
| VAT債権             | 3,026         | 2,862         |
| その他税金債権           | 1,727         | 1,754         |
| その他の営業債権          | 4,237         | 5,090         |
| <b>その他の債権</b>     | <b>11,729</b> | <b>12,920</b> |
| 非流動部分             | 2,168         | 2,268         |
| 流動部分              | 9,561         | 10,652        |
| 総額                | 11,804        | 13,135        |
| 減損                | (75)          | (215)         |

2017年12月31日現在のその他の債権は、CSPE債権に相当する1,147百万ユーロを含んでいた（2016年12月31日現在1,647百万ユーロ）。これ以外のCSPE債権は「貸付金および金融債権」に報告されている（注記36.3を参照）。

## 注記27. 自己資本

## 27.1 資本金

2017年12月31日現在のEDFの資本金は1,463,719,402ユーロであり、1株の額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式2,927,438,804株から成っている。資本金のうち83.50%はフランス政府、15.18%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.20%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2017年3月、優先引受権付増資により、632,741,004株の新株発行を受けて資本金が316百万ユーロ増加し、費用控除後の発行プレミアム3,689百万ユーロを計上した（注記3.1を参照）。

2017年6月、2016年度に係る中間配当を株式による配当の形態で支払ったことにより、145,476,587株の新株発行を受けて資本金が73百万ユーロ増加し、発行プレミアム951百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2017年6月に完了した。

2017年12月に、2017年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、40,084,530株の新株発行を受けて資本金が20百万ユーロ増加し、発行プレミアム378百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

## 27.2 自己株式

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF（Autorité des Marchés Financiers）の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2017年12月31日現在、連結自己資本から控除されている自己株式は3,430,016株、総額40百万ユーロである。

### 27.3 配当

2017年5月18日の株主総会において、2016年度について1株当たり0.90ユーロの普通配当の分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払の選択が株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。特別配当の受領権を有する株式の数は、各株主について、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり0.99ユーロである。

中間配当（1株当たり0.50ユーロ）は2016年10月31日に新株または現金の形態により支払われたため、2016年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.40ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.49ユーロとなった。この未払配当残額は2017年6月30日に支払われた。

フランス政府は、2016年度の未払配当残額について、株式による配当を選択した。

2016年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は75百万ユーロであった。

2017年11月7日にEDFの取締役会は、2017年度について、1株当たり0.15ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額433百万ユーロで、2017年12月11日に、新株（株式による配当オプション）または現金の形態により支払われた。

フランス政府は、2017年度の未払中間配当について、株式による中間配当を選択した。

2017年度について株式による中間配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は35百万ユーロであった。

### 27.4 資本性金融商品

2017年12月31日現在、永久劣後債は、10,095百万ユーロ（取引費用控除後）で自己資本に計上されている。

2013年1月および2014年1月発行の永久劣後債の持参人に対するEDFの利息支払額は、2017年度565百万ユーロ、2016年度582百万ユーロであった。この結果としての現金支払額は、対応する当グループ自己資本の減額に反映されている。

2018年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約376百万ユーロの利息を支払った。

#### EDF決算書上の永久劣後債

（単位：百万通貨単位）

| 企業  | 発行日（月/年） | 発行金額  | 通貨   | 償還オプション | 利率    |
|-----|----------|-------|------|---------|-------|
| EDF | 01/2013  | 1,250 | ユーロ  | 7年      | 4.25% |
| EDF | 01/2013  | 1,250 | ユーロ  | 12年     | 5.38% |
| EDF | 01/2013  | 1,250 | 英ポンド | 13年     | 6.00% |
| EDF | 01/2013  | 3,000 | 米ドル  | 10年     | 5.25% |
| EDF | 01/2014  | 1,500 | 米ドル  | 10年     | 5.63% |
| EDF | 01/2014  | 1,000 | ユーロ  | 8年      | 4.13% |
| EDF | 01/2014  | 1,000 | ユーロ  | 12年     | 5.00% |
| EDF | 01/2014  | 750   | 英ポンド | 15年     | 5.88% |

**その他の資本性金融商品**

その他の資本性金融商品はIAS第32号に基づく資本性金融商品に該当する当グループ発行による金融商品である。

2017年12月に、DalkiaグループのCogestarの企業は転換社債から構成される商品を発行した。2017年12月31日現在、自己資本に計上された商品の総額は124百万ユーロであった（2016年12月31日現在86百万ユーロ）（注記5.2を参照）。

**27.5 非支配持分（少数株主持分）****27.5.1 非支配持分の内訳**

| (単位：百万ユーロ)                        | 2017年12月31日現在 |                 |                       | 2016年12月31日現在   |                       |
|-----------------------------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|
|                                   | 所有割合<br>(%)   | 自己資本<br>(非支配持分) | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 | 自己資本<br>(非支配持分) | 非支配持分<br>に帰属する<br>純利益 |
| <b>主要な非支配持分</b>                   |               |                 |                       |                 |                       |
| EDF Energy Nuclear Generation Ltd | 20.0%         | 2,687           | 23                    | 2,773           | 111                   |
| NNB Holding Ltd.                  | 33.5%         | 2,138           | -                     | 1,718           | -                     |
| EDF Investissements Groupe SA     | 6.1%          | 516             | 11                    | 516             | 13                    |
| EDF Luminus SA                    | 31.4%         | 388             | 2                     | 390             | 3                     |
| Framatome                         | 24.5%         | 209             | -                     | -               | -                     |
| <b>その他の非支配持分(1)</b>               |               | 1,403           | 80                    | 1,527           | 33                    |
| <b>合計</b>                         |               | <b>7,341</b>    | <b>116</b>            | <b>6,924</b>    | <b>160</b>            |

(1) Sizewell C Holding Co.を含む。

当グループがEDF Energyを通じて80%を所有するEDF Energy Nuclear Generation Ltd（旧British Energy）に対する非支配持分は、Centricaの持分である。

当グループがEDF Energyを通じて66.5%を所有する、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトのための持株会社であるNNB Holding Limitedに対する非支配持分は、CGNの持分である（注記3.7.2を参照）。

当グループがEDF SAを通じて75.5%を所有する、当グループが2017年12月31日に取得したFramatome（注記3.2を参照）に対する非支配持分は、三菱重工業が保有する19.5%持分およびAssystemが保有する5%持分である。

EDF Luminusに対する非支配持分は、ベルギーの地方当局の保有する投資である。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsの保有する投資である。

その他の非支配持分は、主に、TotalおよびFluxysがDunkerque LNGに対して保有する投資、およびEdison下位企業集団の子会社に対する少数株主持分である。

**27.5.2 EDF Energyに対する非支配持分**

EDF Energy Nuclear Generation Ltd.に関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)         | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------|---------------|---------------|
| 非流動資産              | 21,149        | 21,877        |
| 流動資産               | 3,228         | 3,325         |
| <b>資産合計</b>        | <b>24,377</b> | <b>25,202</b> |
| 自己資本               | 13,433        | 13,870        |
| 非流動負債              | 10,252        | 11,058        |
| 流動負債               | 692           | 274           |
| <b>自己資本および負債合計</b> | <b>24,377</b> | <b>25,202</b> |

|                        |            |            |
|------------------------|------------|------------|
| 売上高                    | 3,070      | 3,805      |
| 純利益                    | 135        | 653        |
| 自己資本直入損益               | (220)      | (1,804)    |
| 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）   | 867        | 1,296      |
| 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）   | (514)      | (516)      |
| 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）   | (328)      | (672)      |
| <b>現金および現金同等物一期末残高</b> | <b>468</b> | <b>422</b> |
| 現金および現金同等物の純増加／(減少)額   | 25         | 107        |
| 為替変動の影響                | (10)       | (62)       |
| その他                    | -          | -          |
| <b>現金および現金同等物一期末残高</b> | <b>483</b> | <b>468</b> |
| 非支配株主に対する支払配当金         | 70         | 151        |

## 注記28．引当金

流動および非流動引当金の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 注記 | 2017年12月31日現在 |        |        | 2016年12月31日現在 |        |        |
|---------------|----|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
|               |    | 流動            | 非流動    | 合計     | 流動            | 非流動    | 合計     |
| 核サイクル終了引当金    |    | 1,479         | 21,378 | 22,857 | 1,463         | 20,823 | 22,286 |
| 廃炉および炉心核燃料引当金 |    | 290           | 25,032 | 25,322 | 208           | 24,020 | 24,228 |
| 原子力発電関連引当金    | 29 | 1,769         | 46,410 | 48,179 | 1,671         | 44,843 | 46,514 |
| その他の施設廃止引当金   | 30 | 80            | 1,977  | 2,057  | 63            | 1,506  | 1,569  |
| 従業員給付引当金      | 31 | 1,106         | 20,630 | 21,736 | 1,100         | 21,234 | 22,334 |
| その他の引当金       | 32 | 2,529         | 2,356  | 4,885  | 2,394         | 2,155  | 4,549  |
| 引当金合計         |    | 5,484         | 71,373 | 76,857 | 5,228         | 69,738 | 74,966 |



## 注記29. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

原子力発電関連引当金は、核サイクル終了費用（使用済燃料および放射性廃棄物管理）引当金、発電所廃炉引当金および炉心核燃料引当金から構成されている。

引当金は注記1.3.2.2に記載された原則に基づいて見積もられている。

債務は各国の法規制ならびに各国で用いられる技術および業界の実務に応じて大きく変動する可能性がある。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 2016年<br>12月31日現在 | 増加         | 減少             | 割引の<br>影響    | 換算<br>調整     | その他の<br>変動(1) | 2017年<br>12月31日現在 |
|----------------------|-------------------|------------|----------------|--------------|--------------|---------------|-------------------|
| 使用済核燃料管理引当金          | 12,429            | 454        | (1,109)        | 648          | (60)         | (9)           | 12,353            |
| 廃棄物除去および調整引当金        | -                 | 76         | (15)           | 47           | (4)          | 937           | 1,041             |
| 放射性廃棄物長期管理引当金        | 9,857             | 46         | (221)          | 590          | (28)         | (781)         | 9,463             |
| <b>核サイクル終了引当金</b>    | <b>22,286</b>     | <b>576</b> | <b>(1,345)</b> | <b>1,285</b> | <b>(92)</b>  | <b>147</b>    | <b>22,857</b>     |
| 原子力発電所廃炉引当金          | 20,568            | 2          | (146)          | 997          | (220)        | 230           | 21,431            |
| 炉心核燃料引当金             | 3,660             | -          | -              | 162          | (50)         | 119           | 3,891             |
| <b>廃炉および炉心核燃料引当金</b> | <b>24,228</b>     | <b>2</b>   | <b>(146)</b>   | <b>1,159</b> | <b>(270)</b> | <b>349</b>    | <b>25,322</b>     |
| <b>原子力発電関連引当金</b>    | <b>46,514</b>     | <b>578</b> | <b>(1,491)</b> | <b>2,444</b> | <b>(362)</b> | <b>496</b>    | <b>48,179</b>     |

(1) その他の変動は主に、従来は放射性廃棄物長期管理引当金に含まれていた廃棄物除去および調整引当金の 2017年1月1日付での組替882百万ユーロを含む。

会社毎の引当金の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                        | EDF           | EDF Energy   | Belgium    | 合計            |
|-----------------------------------|---------------|--------------|------------|---------------|
|                                   | 注記29.1        | 注記29.2       |            |               |
| 使用済燃料管理引当金                        | 10,786        | 1,567        | -          | 12,353        |
| 廃棄物除去および調整引当金                     | 726           | 315          | -          | 1,041         |
| 放射性廃棄物長期管理引当金                     | 8,814         | 645          | 4          | 9,463         |
| <b>2017年12月31日現在核サイクル終了引当金</b>    | <b>20,326</b> | <b>2,527</b> | <b>4</b>   | <b>22,857</b> |
| <b>2016年12月31日現在核サイクル終了引当金</b>    | <b>19,624</b> | <b>2,659</b> | <b>3</b>   | <b>22,286</b> |
| 原子力発電所廃炉引当金                       | 14,920        | 6,233        | 278        | 21,431        |
| 炉心核燃料引当金                          | 2,387         | 1,504        | -          | 3,891         |
| <b>2017年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金</b> | <b>17,307</b> | <b>7,737</b> | <b>278</b> | <b>25,322</b> |
| <b>2016年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金</b> | <b>16,409</b> | <b>7,563</b> | <b>256</b> | <b>24,228</b> |

## 29.1 フランスにおける原子力引当金

フランスにおける当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDF SAにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.3.2.2に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産を保有している（注記47を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 法律、特に安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更、ならびに、原子力費用の資金調達。

- ・ 規制上の廃炉の手続および行政上の許可を得るために必要な時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上限の観点から）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 注記     | 2016年<br>12月31日現在 | 増加         | 減少             | 割引の<br>影響(1) | その他の<br>変動(2) | 2017年<br>12月31日現在 |
|----------------------|--------|-------------------|------------|----------------|--------------|---------------|-------------------|
| 使用済燃料管理引当金           | 29.1.1 | 10,658            | 443        | (851)          | 545          | (9)           | 10,786            |
| 廃棄物除去および調整引当金        | 29.1.2 | 0                 | 74         | (15)           | 31           | 636           | 726               |
| 放射性廃棄物長期管理引当金        | 29.1.2 | 8,966             | 44         | (221)          | 556          | (531)         | 8,814             |
| <b>核サイクル終了引当金</b>    |        | <b>19,624</b>     | <b>561</b> | <b>(1,087)</b> | <b>1,132</b> | <b>96</b>     | <b>20,326</b>     |
| 原子力発電所廃炉引当金          | 29.1.3 | 14,122            | 2          | (131)          | 658          | 269           | 14,920            |
| 炉心核燃料引当金             | 29.1.4 | 2,287             | 0          | 0              | 95           | 5             | 2,387             |
| <b>廃炉および炉心核燃料引当金</b> |        | <b>16,409</b>     | <b>2</b>   | <b>(131)</b>   | <b>753</b>   | <b>274</b>    | <b>17,307</b>     |
| <b>原子力発電関連引当金</b>    |        | <b>36,033</b>     | <b>563</b> | <b>(1,218)</b> | <b>1,885</b> | <b>370</b>    | <b>37,633</b>     |

(1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,505百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に計上された2017年度の実質割引率の変更による影響380百万ユーロ（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

(2) その他の変動は、主に以下を含む。

- ・ 従来は放射性廃棄物長期管理引当金に含まれていた廃棄物除去および調整引当金の2017年1月1日付での組替581百万ユーロ。
- ・ 関連資産がある引当金に関する2017年12月31日現在の実質割引率の変更による影響347百万ユーロ。

#### 29.1.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX（プルトニウムとウランウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

EDFの要請に応じてAREVA（現Orano）により処理される量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたAREVA(Orano)との契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。

これらの引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存施設では現状では再利用できない使用済燃料、すなわち、濃縮加工から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。

#### 29.1.2 廃棄物除去および調整引当金—放射性廃棄物長期管理引当金

##### 29.1.2.1 廃棄物除去および調整引当金

廃棄物除去および調整引当金は、2017年1月1日から区分掲記されている。

当該引当金は、操業または廃炉から生じる放射性廃棄物（使用済燃料とは別の）に関する以下の将来費用を対象としている。

- ・ 廃棄物の特性解析および調整
- ・ 廃棄物の一時貯蔵。

#### 29.1.2.2 放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および発電所の廃炉またはラアグにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)       | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------|---------------|---------------|
| 超低レベルおよび低中レベル廃棄物 | 1,161         | 1,066         |
| 長寿命低レベル廃棄物       | 265           | 256           |
| 長寿命中高レベル廃棄物(1)   | 7,388         | 7,644         |
| 放射性廃棄物長期管理引当金    | 8,814         | 8,966         |

(1) 2016年12月31日現在の長寿命中高レベル廃棄物に対する引当金には、現在は区分掲記されている廃棄物除去および調整引当金581百万ユーロが含まれていた。

#### 超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般にがれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

#### 長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物

質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の国家計画の下で更なる調査が計画されている。さらに、長寿命低レベル放射性廃棄物管理に関する全般的な業界の計画が、2019年度末までに提出される予定である。

### 長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、AREVA（現Orano）、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、廃棄物産出業者が提案した技術的最適化について検討した後、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）が2014年度後半に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメントおよび、アプローチに隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年12月31日現在の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

この省令の公表により、2015年12月31日現在の当グループの財務諸表上の引当金に820百万ユーロの調整が必要となった。当該省令により設定されたCigéoプロジェクト費用は連結財務諸表においてEDFが従来用いていた見積ベンチマーク費用208億ユーロを置き換えている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

現在、ANDRAおよび株主との間で将来の施設設計調査が行われている。これは、技術上および経済上の最適化および2016年4月にANDRAがASNに提出した安全オプション報告書への対応を含む。2016年7月11日付法律もまた可逆性概念について明確化した。2017年にANDRAは、予備的プロジェクトの基礎となる新たな構造を選択した。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の建設申請は2019年度中に行われ、2022年度に承認が下りる見込みである。工業上のパイロット・フェーズが2026年度に開始された後、2031年に最初の廃棄物パッケージが受け入れられる予定である。

2018年1月15日に、ASNは、Cigéo安全オプション報告書（DOS Cigéo）に対する意見を公表した。ASNは、当該プロジェクトが現段階において全体として満足な技術的成熟に達しているものと判断し、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して現提案に対する代替案の検証を求めている。

#### 29.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律、2007年11月2日付政令2007-1557およびフランスの環境法（第L593-25条以降）により管理されている。これは各用地での以下の業務を含む。

- ・ 閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
  - ・ 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、基本的な原子力施設の操業フェーズ中に行われる最終的な閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- ・ 廃炉申請は当局および公聴会によって検討され、その後、廃炉を承認する単一の法令が出される。
- ・ 解体業務独自の正式な安全手続きに含まれる、ASNの主要な進捗レビュー。
- ・ 運営担当者とは独立した、ASNによる監査対象となる運営者の社内承認手続き。これによって、承認された安全手続きに先立ちいくつかの特定の作業の開始が認められる。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点で、基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外するために、当該施設の分類を解除する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするよう求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の作業は、現在の原子力発電所より前に建設され操業していた発電所（「第1世代」発電所）、ならびにスーパーフェニックス発電所およびシノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュージェイ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、新たな方法および技術の開発を要し、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この原子炉は洞窟に位置するという特殊性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 2016年<br>12月31日現在 | 増加 | 減少    | 割引の<br>影響 | その他の<br>変動 | 2017年<br>12月31日現在 |
|----------------------|-------------------|----|-------|-----------|------------|-------------------|
| 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金   | 10,899            | 2  | (13)  | 461       | 267        | 11,616            |
| 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金 | 3,223             | -  | (118) | 197       | 2          | 3,304             |
| 原子力発電所廃炉引当金          | 14,122            | 2  | (131) | 658       | 269        | 14,920            |

#### 現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよび

フランス内外のフィードバックを織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局(Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC)の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げることが可能となった。

当該見積りの算定に使用された主な相互効果およびシリーズ効果の性質は、以下に説明する通りである。

相互効果には、以下のように数種類の効果がある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度廃止する必要はないという事実に関連する。構造的に、同一用地の2基一組の原子炉の廃炉に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の廃炉の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が廃炉される場合に全く増加しない。これは通常、調査コストおよび用地の安全な作業条件を維持するコストである。
- ・ 集中型施設における（例えば、主要部品の解体等に係る）廃棄物処理に係るコストは、廃炉場所に数件の廃棄物処理施設を有する場合を下回る。

シリーズ効果には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

こうしたシリーズ効果は、実際に、調査や部品製造工場に関して発電所の建設中に観察される効果と同様である。

例えば、900MW発電所については、当該タイプの最初の2基の原子炉と平均的な2基の原子炉の間に、約20%のシリーズ効果が見込まれる。

シリーズおよび相互効果は、特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均廃炉費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

その数値は単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査は、当該見積りに織り込まれた学習効果を保守的なものと判断した。

保守的な観点から、当該見積りには、リスク、偶発事象および不確実性の評価も織り込まれている。

当グループは、見積り改訂の作業は監査後に発表された勧告に対応していると考えている。採用されたアプローチおよびその結果は行政当局に提示され、現在追加の質疑および討議の対象となっている。

EDFはまた、直接的な比較をゆがめる可能性のある数多くの要因、例えば費用見積りの範囲または国や規制の背景等を確実に考慮に入れることができるように、国際比較を通じてこの分析の裏付けを継続して行っている。

この詳細なアプローチの結果により、2016年1月1日現在における900MWシリーズ発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の変更の影響を別にして、2016年12月31日現在の費用見積りおよび関連する引当金、ならびに、2016年12月31日現在の割引率変更の影響により、全体として、以下の限定的な変化が生じた。

- ・ 見積廃炉費用321百万ユーロの増加、および、長寿命中レベル廃棄物長期管理見積費用334百万ユーロの増加。
- ・ 発電所廃炉引当金(451)百万ユーロの減少、および、基礎となる資産の変動に対応した、長寿命中レベル廃棄物長期管理引当金162百万ユーロの増加。

2016年度の改訂後に、この見積りは年次で見直しされることが決定した。2017年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

#### 永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュジェイ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れている。

2015年度に、UNGG発電所に関する業界の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記29.1.2の長寿命低レベル廃棄物を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。

選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じたコストに起因して増加する見込みである。

改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。

ASNの要請に応じて、2017年度第1四半期に、UNGG炉6基の廃炉に関してEDFが選択した解決策を分析するために、独立専門家のレビューが命じられた。その結論は、選択された主要なオプションに異議を唱えるものではなかった。2017年6月に、これらの結論およびEDFが3月に提出した正当性報告書に基づいて、ASN委員との会議が開かれた。

その結果、向こう15年間ににおいて実施すべき作業の詳細なスケジュールおよび原子炉建屋の長期的な安定性に関する多数の調査の結果を示した別の報告書をEDFが提出した後、2018年度に更なる提示が行われることとなった。

当該戦略報告書および安全な構造の確立に関する安全オプション報告書は、2017年から2032年の期間にわたる詳細な作業予定表とともに、2017年12月後半にASNに提出された。

第1世代の発電所、特にUNGG炉に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金は590百万ユーロ増加した。

2015年度における見積費用の改訂後に、年次の見直しが決定された。2016年度の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

#### 29.1.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

## 29.1.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

### 29.1.5.1 割引率

#### 割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2017年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、4.1%であり（2016年12月31日現在インフレ率1.5%として4.2%）、従って、実質割引率は2017年12月31日現在2.6%（2016年12月31日現在2.7%）である。

#### 割引率の規制上の制限

適用される割引率はまた、2つの規制上の制限に従う。2007年2月23日付改正政令および2007年3月21日付省令（これは2017年12月29日付命令によって改正されている）に基づき、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 2026年12月31日まで、2つの条件の加重平均として設定された規制上限。第1の条件は4.3%に設定され、第2の条件はTEC30年物の金利の直近48か月間の算術平均プラス100ポイントに相当する。第1の定数条件4.3%の加重は、定額法により、2016年12月31日現在の100%から2026年12月31日現在の0%まで低減する。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2017年12月31日現在4.1%であった（2016年12月31日現在4.3%）。

2017年12月31日現在で使用された割引率は、4.1%である。

### 29.1.5.2 マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関する仮定に対する感応度は、年度末の経済状況に基づいて見積られた総額とその金額の現在価値との比較により見積ることができる。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在  |          | 2016年12月31日現在  |          |
|------------|----------------|----------|----------------|----------|
|            | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 |
| 使用済燃料管理    | 19,058         | 10,786   | 18,460         | 10,658   |
| 廃棄物除去および調整 | 1,203          | 726      | -              | -        |



|                     |               |               |               |               |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 放射性廃棄物長期管理          | 29,396        | 8,814         | 29,631        | 8,966         |
| <b>核サイクル終了費用</b>    | <b>49,657</b> | <b>20,326</b> | <b>48,091</b> | <b>19,624</b> |
| 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金  | 20,563        | 11,616        | 20,185        | 10,889        |
| 閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金   | 6,472         | 3,304         | 6,431         | 3,223         |
| 炉心核燃料引当金            | 4,332         | 2,387         | 4,344         | 2,287         |
| <b>廃炉および炉心核燃料費用</b> | <b>31,367</b> | <b>17,307</b> | <b>30,960</b> | <b>16,409</b> |

このアプローチは、割引率の変化が現在価値に与える影響を見積ることにより補足される。

2007年2月23日付政令第11条を適用して、以下の表は、核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

2017年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)       | 現在価値による<br>引当金の金額 | 割引率に対する感応度 |        |        |        |
|------------------|-------------------|------------|--------|--------|--------|
|                  |                   | 貸借対照表上の引当金 |        | 税引前純利益 |        |
|                  |                   | +0.20%     | -0.20% | +0.20% | -0.20% |
| 核サイクル終了費用：       |                   |            |        |        |        |
| -使用済燃料管理         | 10,786            | (221)      | 238    | 190    | (206)  |
| -廃棄物除去および調整      | 726               | (22)       | 24     | 13     | (14)   |
| -放射性廃棄物長期管理      | 8,814             | (497)      | 562    | 407    | (464)  |
| 廃炉および炉心核燃料：      |                   |            |        |        |        |
| -現在稼働中の原子力発電所の廃炉 | 11,616            | (477)      | 501    | 7      | (7)    |
| -閉鎖された原子力発電所の廃炉  | 3,304             | (125)      | 135    | 125    | (135)  |
| -炉心核燃料           | 2,387             | (85)       | 90     | -      | -      |
| 合計               | 37,633            | (1,427)    | 1,550  | 742    | (826)  |

2016年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)  | 現在価値による<br>引当金の金額 | 割引率に対する感応度 |        |        |        |
|-------------|-------------------|------------|--------|--------|--------|
|             |                   | 貸借対照表上の引当金 |        | 税引前純利益 |        |
|             |                   | +0.20%     | -0.20% | +0.20% | -0.20% |
| 核サイクル終了費用：  |                   |            |        |        |        |
| -使用済燃料管理    | 10,658            | (211)      | 227    | 182    | (195)  |
| -放射性廃棄物長期管理 | 8,966             | (475)      | 534    | 381    | (432)  |
| 廃炉および炉心核燃料： |                   |            |        |        |        |
| -原子力発電所の廃炉  | 14,122            | (586)      | 619    | 127    | (138)  |
| -炉心核燃料      | 2,287             | (85)       | 90     | -      | -      |
| 合計          | 36,033            | (1,357)    | 1,470  | 690    | (765)  |

## 29.2 EDF Energyの原子力引当金

EDF Energyに関連する長期原子力債務に係る具体的な資金提供条件は、以下のようにEDFグループの財務諸表に反映されている。

- ・ この債務は2017年12月31日現在10,264百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- ・ EDF Energyは、再編契約に基づくNLFによる契約外債務または廃炉債務の未払額、および英国政府による契約債務（過去の負債）に係る未払額に相当する債権を資産として報告している。

これらの債権は資金調達を目的とする債務と同じ実質利率により割り引かれている。これらの債権は、連結貸借対照表の「金融資産」（注記36.3を参照）に2017年12月31日現在8,650百万ユーロ（2016年12月31日現在8,743百万ユーロ）含まれている。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 2016年<br>12月31日現在 | 増加        | 減少           | 割引の<br>影響  | 換算調整         | その他の<br>変動(1) | 2017年<br>12月31日現在 |
|----------------------|-------------------|-----------|--------------|------------|--------------|---------------|-------------------|
| 使用済核燃料管理引当金          | 1,771             | 10        | (258)        | 103        | (60)         | 1             | 1,567             |
| 廃棄物除去および調整引当金        | -                 | 2         | -            | 16         | (4)          | 301           | 315               |
| 放射性廃棄物長期管理引当金        | 888               | 2         | -            | 34         | (28)         | (251)         | 645               |
| <b>核サイクル終了引当金</b>    | <b>2,659</b>      | <b>14</b> | <b>(258)</b> | <b>153</b> | <b>(92)</b>  | <b>51</b>     | <b>2,527</b>      |
| 原子力発電所廃炉引当金          | 6,190             | -         | (15)         | 329        | (220)        | (51)          | 6,233             |
| 炉心核燃料引当金             | 1,373             | -         | -            | 67         | (50)         | 114           | 1,504             |
| <b>廃炉および炉心核燃料引当金</b> | <b>7,563</b>      | <b>-</b>  | <b>(15)</b>  | <b>396</b> | <b>(270)</b> | <b>63</b>     | <b>7,737</b>      |
| <b>原子力発電関連引当金</b>    | <b>10,222</b>     | <b>14</b> | <b>(273)</b> | <b>549</b> | <b>(362)</b> | <b>114</b>    | <b>10,264</b>     |

(1) その他の変動は、主に従来は放射性廃棄物長期管理引当金に含まれていた廃棄物除去および調整引当金の2017年1月1日付での組替301百万ユーロを含む。

### 29.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energyの取得後にNuclear Liabilities Fund (NLF—British Energyの再編の一環として英国政府により設定された独立の信託)との間で締結された修正契約が、「再編契約」に基づき英国国務大臣およびNLFがBritish Energyに行った約定資金提供コミットメントに与える影響は限定的である。当該契約は、British Energyの財務状況の安定化を目的とし、2005年から英国政府の主導で行われた再編の一環として、British Energyによって2005年1月14日に締結された。British Energy Generation Limitedは、2011年7月1日に、EDF Energy Nuclear Generation Limitedへと社名を変更し、これらの契約とその修正契約におけるBritish Energyの地位を承継した。

再編契約条項に基づく内容は以下の通りである。

- NLFはその資産の範囲内で次の事項に対して資金提供を行うことに合意した。(i) 偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）および(ii) EDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用。
- 国務大臣は次の事項に資金提供することに合意した。(i) NLFの資産を超える範囲での、偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）およびEDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用、および(ii) 上限を2,185百万ポンド（2002年12月の貨幣価値によるものであり、修正される）とする、EDF Energyの使用済燃料に係る既存の適格負債（2005年1月15日の前日までサイズウェルBの原子炉に搭載されていたものを除く発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）。
- EDF Energyは、一定の除外または不適格負債（EDF Energyの負債として定義された負債等）および適用される法律に基づく最低業績基準をEDF Energyが達成できない場合に生じる可能性のある追加的な負債に係る資金調達を行う責任を負っている。EDF EnergyのNLFおよび国務大臣に対する債務は、EDF Energyの主要株主の資産により保証されている。

EDF Energyはまた、以下の支払コミットメントを引き受けている。

- 「再編契約」日現在の発電所の耐用年数を限度とする期間中の廃炉のための毎期の拠出。2017年12月31日現在、対応する引当金は122百万ユーロである。
- 「再編契約」日後にサイズウェルBの原子炉に搭載されたウラン1トン当たり150,000ポンド（インフレに連動）。

更にEDF Energyは、2005年1月15日より後に、サイズウェルB以外の発電所の操業により生じたAGR使用済燃料および関連する放射性廃棄物の管理に関して原子力廃止措置機関（NDA）との間に別個の契約を締結しており、セラフィールドの処理施設への移転後はこの燃料および廃棄物に関する責任を負わない。積載されたウランの1トン当たり150,000ポンド（インフレに連動）の対応コストは、年度中の電力市場価格と発電量に応じた割引または追加料金を含めて、棚卸資産に含まれている（注記1.3.17.1を参照）。

### 29.2.2 核サイクル終了引当金

サイズウェルB PWR（加圧水型原子炉）発電所からの使用済燃料は施設内に貯蔵される。その他の発電所からの使用済燃料は、貯蔵および再処理のためにセラフィールドに移送される。

EDF Energyの核サイクル終了引当金は、使用済燃料の再処理および貯蔵ならびに放射性廃棄物の長期貯蔵のための債務であり、原子力廃止措置機関（NDA）が承認した英国における現行規則によって要求されている。その金額は契約上の合意、またはそれが可能でなければ、直近の技術的な見積りに基づいている。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在  |          | 2016年12月31日現在  |          |
|------------|----------------|----------|----------------|----------|
|            | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 |
| 使用済燃料管理    | 2,829          | 1,567    | 3,101          | 1,771    |
| 廃棄物除去および調整 | 1,827          | 315      | -              | -        |
| 放射性廃棄物長期管理 | 3,589          | 645      | 5,326          | 888      |
| 核サイクル終了費用  | 8,245          | 2,527    | 8,427          | 2,659    |

### 29.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金は経営者の最善の見積りによっている。これは廃炉費用の全額を対象としており、現行規則の適用にあたり使用される可能性が最も高い現在の技術と方法に基づいて測定されている。現在の費用は2016年度に作成されたベースライン廃炉計画（3年改訂）に基づくもので、発電所は廃炉され、その土地は最終的に再利用されると仮定されている。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在  |          | 2016年12月31日現在  |          |
|------------|----------------|----------|----------------|----------|
|            | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値 |
| 発電所廃炉費用    | 15,520         | 6,111    | 15,803         | 6,059    |

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2017年12月31日現在122百万ユーロ、注記29.2.1を参照）の現在価値を除いた、廃炉債務に関係している。

### 29.2.4 原子力発電関連引当金の割引

割引率は、利用可能な最も長期の英国国債のサンプルに関する平均データを用いて、最も長期のAからAAの格付けを付与された英国社債のスプレッドを加えて算定されている。割引率の決定に用いられる黙示的なインフレ率は、調整後の小売価格（英国CPIH指数）の長期予測に基づいている。

2017年12月31日現在で、EDF Energyは英国の原子力負債に対し2.7%の実質割引率を適用した（2016年12月31日現在2.7%）。

## 注記30. その他の施設廃止引当金

会社毎の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                      | EDF | EDF Energy | Edison | Framatome(1) | その他企業(2) | 合計    |
|---------------------------------|-----|------------|--------|--------------|----------|-------|
| 2017年12月31日現在<br>その他の施設廃止引当金(2) | 626 | 130        | 692    | 347          | 262      | 2,057 |
| 2016年12月31日現在<br>その他の施設廃止引当金    | 617 | 90         | 667    | -            | 195      | 1,569 |

(1) フランスの基本的原子力施設に関連する引当金81百万ユーロを含む。

(2) フランスのSOCODEI基本的原子力施設に関連する引当金43百万ユーロを含む。

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料発電所、炭化水素生産資産および核燃料集合体の生産設備に関係している。

化石燃料発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。

2017年12月31日現在で計上された引当金は入手された最新の請負業者の見積りおよび新しい発電資産の稼働を反映している。

## 注記31. 従業員給付引当金

## 31.1 EDFグループ

| (単位：百万ユーロ)     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|----------------|---------------|---------------|
| 従業員給付引当金－流動部分  | 1,106         | 1,100         |
| 従業員給付引当金－非流動部分 | 20,630        | 21,234        |
| 従業員給付引当金       | 21,736        | 22,334        |

## 31.1.1 純債務の変動の内訳

| (単位：百万ユーロ)         | 債務      | 制度資産     | 純債務     |
|--------------------|---------|----------|---------|
| 2016年12月31日現在残高(1) | 42,683  | (20,917) | 21,766  |
| 2017年度純費用          | 1,961   | (470)    | 1,491   |
| 数理計算上の損益           | (400)   | (721)    | (1,121) |
| 雇用主による拠出           | -       | (438)    | (438)   |
| 従業員による拠出           | 14      | (14)     | -       |
| 給付支払額              | (1,848) | 811      | (1,037) |
| 換算調整               | (316)   | 333      | 17      |
| 連結範囲の変更(2)         | 630     | (479)    | 151     |
| その他の変動             | (3)     | -        | (3)     |
| 2017年12月31日現在残高    | 42,721  | (21,895) | 20,826  |
| このうち：              |         |          |         |
| 従業員給付引当金           |         |          | 21,736  |
| 非流動金融資産            |         |          | (910)   |

- (1) 2016年12月31日現在の純債務は従業員給付引当金22,334百万ユーロおよび非流動金融資産(568)百万ユーロから構成されており、その純債務は21,766百万ユーロであった。
- (2) 2017年12月31日現在の連結範囲の変更は、主に、Framatome取得に関連した年金コミットメントおよびその他の長期従業員給付から構成されており、その純債務は149百万ユーロであった。

2017年度の債務に係る数理計算上の損益は(400)百万ユーロで、基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する英国における194百万ユーロおよび主に実績による調整に起因するフランスにおける(598)百万ユーロから構成されている。

2016年度の債務に係る数理計算上の損益は2,041百万ユーロで、基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する英国における1,349百万ユーロ（注記31.3.6を参照）およびフランスにおける643百万ユーロから構成されており、主に以下の財務上の仮定の変更の影響に関係している。

- ・ 割引率およびインフレ率の仮定の変更、2,322百万ユーロ
- ・ 特にCSPEの改定を受けた、エネルギーの形態で支給される従業員現物給付の評価についての変更、(1,742)百万ユーロ

## 31.1.2 雇用後およびその他の長期従業員給付費用

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年度  | 2016年度  |
|----------------------|---------|---------|
| 当期勤務費用               | (1,010) | (890)   |
| 過去勤務費用               | -       | 38      |
| 数理計算上の損益－長期給付        | (67)    | (177)   |
| 営業費用として計上された純費用      | (1,077) | (1,029) |
| 利息費用（割引の影響）          | (884)   | (1,048) |
| 制度資産の運用収益            | 470     | 547     |
| 金融損益に含まれた純利息費用       | (414)   | (501)   |
| 損益計算書に計上された従業員給付費用   | (1,491) | (1,530) |
| 数理計算上の損益－雇用後給付       | 400     | (2,041) |
| 制度資産に係る数理計算上の損益      | 721     | 2,602   |
| 数理計算上の損益             | 1,121   | 561     |
| 換算調整                 | (17)    | (5)     |
| 自己資本に直入された従業員給付に係る損益 | 1,104   | 556     |

## 31.1.3 地域ごとの従業員給付純債務

| (単位：百万ユーロ)            | フランス(1)  | 英国      | その他   | 合計       |
|-----------------------|----------|---------|-------|----------|
| 2016年12月31日現在債務       | 33,373   | 8,891   | 419   | 42,683   |
| 2017年度純費用             | 1,427    | 511     | 23    | 1,961    |
| 数理計算上の損益              | (598)    | 194     | 4     | (400)    |
| 従業員による拠出              | -        | 14      | -     | 14       |
| 給付支払額                 | (1,501)  | (338)   | (9)   | (1,848)  |
| 換算調整                  | -        | (316)   | -     | (316)    |
| 連結範囲の変更(2)            | -        | -       | 630   | 630      |
| その他の変動                | -        | -       | (3)   | (3)      |
| 2017年12月31日現在債務       | 32,701   | 8,956   | 1,064 | 42,721   |
| 制度資産の公正価値             | (11,621) | (9,684) | (588) | (21,895) |
| 2017年12月31日現在従業員給付純債務 | 21,080   | (728)   | 474   | 20,826   |
| このうち：                 |          |         |       |          |
| 従業員給付引当金              | 21,080   | 182     | 474   | 21,736   |
| 非流動金融資産(3)            | -        | (910)   | -     | (910)    |

(1) フランスは2つの事業セグメント「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」から構成されている（注記31.2を参照）。

(2) 2017年12月31日現在の連結範囲の変更は、主に、Framatome取得に関連した年金コミットメントおよびその他の長期従業員給付から構成されており、その金額は629百万ユーロであった。

(3) 2017年12月31日現在、EDF EnergyはEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過を認識している（注記31.3.1を参照）。

| (単位：百万ユーロ)            | フランス(1)  | 英国      | その他   | 合計       |
|-----------------------|----------|---------|-------|----------|
| 2016年12月31日現在債務       | 33,373   | 8,891   | 419   | 42,683   |
| 制度資産の公正価値             | (11,566) | (9,248) | (103) | (20,917) |
| 2016年12月31日現在従業員給付引当金 | 21,807   | (357)   | 316   | 21,766   |
| このうち：                 |          |         |       |          |
| 従業員給付引当金              | 21,807   | 211     | 316   | 22,334   |
| 非流動金融資産               | -        | (568)   | -     | (568)    |

(1) フランスは2つの事業セグメント「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」から構成されている（注記31.2を参照）。

### 31.2 フランス（規制業務および発電と供給）

「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」（注記6.1を参照）の2つの事業セグメントの年金制度は非常に類似していることから、これらは主にEDFとEnedisを含むフランスとしてひとつの小計にまとめられている。これらの会社のほぼ全員の従業員は、特別IEG年金その他のIEG給付を含む、IEG従業員としての地位にある。

これらの給付は注記1.3.22に記載されている。

#### 31.2.1 引当金の変動の明細

| (単位：百万ユーロ)      | 債務      | 制度資産     | 貸借対照表上の引当金 |
|-----------------|---------|----------|------------|
| 2016年12月31日現在残高 | 33,373  | (11,566) | 21,807     |
| 2017年度純費用       | 1,427   | (220)    | 1,207      |
| 数理計算上の損益        | (598)   | (161)    | (759)      |
| 基金への拠出          | -       | (145)    | (145)      |
| 給付支払額           | (1,501) | 471      | (1,030)    |
| 2017年12月31日現在残高 | 32,701  | (11,621) | 21,080     |

#### 31.2.2 雇用後およびその他の長期従業員給付費用

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年度  | 2016年度  |
|----------------------|---------|---------|
| 当期勤務費用               | (725)   | (659)   |
| 過去勤務費用               | -       | -       |
| 数理計算上の損益ー長期給付        | (68)    | (177)   |
| 営業費用として計上された純費用      | (793)   | (836)   |
| 利息費用（割引の影響）          | (634)   | (739)   |
| 制度資産の運用収益            | 220     | 252     |
| 金融損益に含まれた純利息費用       | (414)   | (487)   |
| 損益計算書に計上された従業員給付費用   | (1,207) | (1,323) |
| 数理計算上の損益ー雇用後給付       | 598     | (643)   |
| 制度資産に係る数理計算上の損益      | 161     | 854     |
| 数理計算上の損益             | 759     | 211     |
| 自己資本に直入された従業員給付に係る損益 | 759     | 211     |



雇用後給付に係る数理計算上の損益の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年度     | 2016年度       |
|----------------------|------------|--------------|
| 実績による調整              | 462        | (165)        |
| 人口統計上の仮定の変更          | -          | 23           |
| 財務上の仮定の変更(1)         | 68         | (678)        |
| <b>債務に係る数理計算上の損益</b> | <b>530</b> | <b>(820)</b> |
| このうち：                |            |              |
| －雇用後給付に係る数理計算上の損益    | 598        | (643)        |
| －長期給付に係る数理計算上の損益     | (68)       | (177)        |

(1) 財務上の仮定は主に、割引率、インフレ率および昇給率に、また、2016年度においては現物給付（電力/ガス）価額に関する仮定に関係している。

2017年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は530百万ユーロであり、主に実績による調整に起因している。

2016年度において、債務に係る数理計算上の損益は(820)百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特に割引率およびインフレ率の仮定の変更）による影響に関連していた。

### 31.2.3 性質別の従業員給付引当金

2017年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)                          | 債務            | 制度資産            | 貸借対照表上の引当金    |
|-------------------------------------|---------------|-----------------|---------------|
| <b>2017年12月31日現在の雇用後給付引当金</b>       | <b>31,214</b> | <b>(11,621)</b> | <b>19,593</b> |
| 内訳：                                 |               |                 |               |
| 年金                                  | 24,266        | (10,859)        | 13,407        |
| 現物給付（電力／ガス）                         | 4,758         | -               | 4,758         |
| 退職慰労金                               | 873           | (747)           | 126           |
| その他                                 | 1,317         | (15)            | 1,302         |
| <b>2017年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金</b> | <b>1,487</b>  | <b>-</b>        | <b>1,487</b>  |
| 内訳：                                 |               |                 |               |
| 業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金              | 1,250         | -               | 1,250         |
| 長期勤続報奨                              | 208           | -               | 208           |
| その他                                 | 29            | -               | 29            |
| <b>2017年12月31日現在の従業員給付引当金</b>       | <b>32,701</b> | <b>(11,621)</b> | <b>21,080</b> |

2016年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)                   | 債務     | 制度資産     | 貸借対照表上の引当金 |
|------------------------------|--------|----------|------------|
| 2016年12月31日現在の雇用後給付引当金       | 31,876 | (11,566) | 20,310     |
| 内訳：                          |        |          |            |
| 年金                           | 24,976 | (10,810) | 14,166     |
| 現物給付（電力／ガス）                  | 4,695  | -        | 4,695      |
| 退職慰労金                        | 913    | (741)    | 172        |
| その他                          | 1,292  | (15)     | 1,277      |
| 2016年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金 | 1,497  | -        | 1,497      |
| 内訳：                          |        |          |            |
| 業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金       | 1,252  | -        | 1,252      |
| 長期勤続報奨                       | 213    | -        | 213        |
| その他                          | 32     | -        | 32         |
| 2016年12月31日現在の従業員給付引当金       | 33,373 | (11,566) | 21,807     |

## 31.2.4 債務の受給者別の内訳

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|---------------|
| 現職従業員      | 18,577        | 19,918        |
| 退職者        | 14,124        | 13,455        |
| 債務         | 32,701        | 33,373        |

## 31.2.5 制度資産

2017年12月31日現在、資産/負債モデルに基づき管理されているフランスに係るこれらの資産は11,621百万ユーロ（2016年12月31日現在11,566百万ユーロ）であり、退職慰労金（目標カバー率100%）および特別年金制度の特定給付の填補に関係している。

この資産は保険契約から構成されており、そのリスク・プロファイルは以下の通りである。

- ・ ヘッジ区分に69%。債券から成り、金利の変動による債務の変動を複製するよう設計されている。
- ・ 成長資産区分に31%。国外の株式から成る。

制度資産の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| 制度資産          | 11,621        | 11,566        |
| 特別年金給付向け資産    | 10,859        | 10,810        |
| 内訳（%）         |               |               |
| 上場資本性金融商品（株式） | 31%           | 31%           |
| 上場負債商品（債券）    | 69%           | 69%           |
| 退職慰労金向け資産     | 747           | 741           |
| 内訳（%）         |               |               |
| 上場資本性金融商品（株式） | 32%           | 33%           |
| 上場負債商品（債券）    | 68%           | 67%           |
| その他の制度資産      | 15            | 15            |

2017年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約53%は北米会社の株式
- ・ 合計の約24%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約23%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2016年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2017年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約90%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約10%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約84%はユーロ圏の国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

この配分は2016年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

年金制度資産のフランスにおける2017年度の運用成績は+3.1%である。

### 31.2.6 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)          | 期末の経済状況における<br>キャッシュ・フロー | 引当金の対象と<br>される額（現在価値） |
|---------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1年未満                | 1,480                    | 1,467                 |
| 1－5年                | 5,583                    | 5,260                 |
| 5－10年               | 5,383                    | 4,621                 |
| 10年超                | 40,829                   | 21,353                |
| 従業員給付に関連したキャッシュ・フロー | 53,275                   | 32,701                |

2017年12月31日現在、フランスの従業員給付コミットメントの平均期間は19.2年であった。

### 31.2.7 数理計算上の仮定

| (%)             | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------|---------------|---------------|
| 割引率／資産の運用収益率(1) | 1.90%         | 1.90%         |
| インフレ率           | 1.50%         | 1.50%         |
| 昇給率(2)          | 1.70%         | 1.70%         |

(1) 資産から生じる受取利息は割引率を使用して計算されている。この受取利息と資産の運用収益との間の差額は自己資本に計上されている。

(2) インフレ率を除く。

フランスでは、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの期間に基づいて、優良社債の利回りを適用して決定されている。より長期の期間に係る計算については、2017年度に当該期間の社債数が減少したことから、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。

使用された経済および市場のパラメータの2017年12月31日現在の変動を受けて、当グループは、2017年12月31日現在の割引率を1.90%に設定している（2016年12月31日現在と同じ）。

従業員給付引当金の算定に使用されるインフレ率は、内部的に決定された期間毎のインフレ曲線から算出されている。これは、ユーロ圏諸国に関するベンチマークとして当グループ内で使用されており、これによる2017年12月31日現在のインフレ率は、平均1.50%である（2016年12月31日現在と同じ）。

### 31.2.8 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

| (単位：%) | 2017年12月31日現在 |
|--------|---------------|
|--------|---------------|

|                       |             |
|-----------------------|-------------|
| 割引率の25ベース・ポイント増減の影響   | -4.6%/+5.0% |
| 昇給率の25ベース・ポイント増減の影響   | +3.8%/-3.8% |
| インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響 | +4.7%/-4.4% |

### 31.3 英国

「英国」セグメントは主にEDF Energyから構成されており、その主要な従業員給付は注記1.3.22に記載されている。

#### 31.3.1 純債務の変動の明細

(単位：百万ユーロ)

|                 | 債務    | 制度資産    | 純債務   |
|-----------------|-------|---------|-------|
| 2016年12月31日現在残高 | 8,891 | (9,248) | (357) |
| 2017年度純費用       | 511   | (249)   | 262   |
| 数理計算上の損益        | 194   | (558)   | (364) |
| 雇用主による拠出        | -     | (286)   | (286) |
| 従業員による拠出        | 14    | (14)    | -     |
| 給付支払額           | (338) | 338     | -     |
| 換算調整            | (316) | 333     | 17    |
| 2017年12月31日現在残高 | 8,956 | (9,684) | (728) |
| このうち：           |       |         |       |
| 従業員給付引当金        |       |         | 182   |
| 非流動金融資産         |       |         | (910) |

2017年12月31日現在、EDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度（注記1.3.22.2を参照）は2016年12月31日現在の568百万ユーロと比べて910百万ユーロ積立超過であった。

この積立超過は、制度資産の良好な運用に起因して増加しており、貸借対照表上、「非流動金融資産」として認識されている。

## 31.3.2 雇用後給付費用およびその他の長期従業員給付費用

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年度 | 2016年度  |
|----------------------|--------|---------|
| 当期勤務費用               | (267)  | (224)   |
| 過去勤務費用               | -      | 40      |
| 数理計算上の損益－その他の長期給付    | -      | -       |
| 営業費用として計上された純費用      | (267)  | (184)   |
| 利息費用（割引の影響）          | (244)  | (302)   |
| 制度資産の運用収益            | 249    | 294     |
| 金融損益に含まれた純利息費用       | 5      | (8)     |
| 損益計算書に計上された従業員給付費用   | (262)  | (192)   |
| 数理計算上の損益－雇用後給付       | (194)  | (1,349) |
| 制度資産に係る数理計算上の損益      | 558    | 1,717   |
| 数理計算上の損益             | 364    | 368     |
| 換算調整                 | (17)   | (5)     |
| 自己資本に直入された従業員給付に係る損益 | 347    | 363     |

## 31.3.3 債務の受給者別の内訳

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|---------------|
| 現職従業員      | 5,412         | 5,195         |
| 退職者        | 3,544         | 3,696         |
| 債務         | 8,956         | 8,891         |

## 31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2017年12月31日現在における現在価値が9,685百万ユーロ（2016年12月31日現在9,248百万ユーロ）である外部基金によって一部カバーされている。

この基金で適用されている投資戦略は、負債主導型の投資戦略である。成長型とバック・ツー・バック型の間の配分は、受託者により少なくとも毎回の数理計算上の評価後に定期的に見直され、必要な目標カバー水準を達成するように基金の全体的な投資戦略の一貫性を確保している。

この資産の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| BEGG年金基金      | 7,597         | 7,454         |
| EEGSG年金基金     | 1,283         | 1,059         |
| EEPS年金基金      | 804           | 735           |
| 制度資産          | 9,684         | 9,248         |
| 内訳（％）         |               |               |
| 上場資本性金融商品（株式） | 27%           | 27%           |
| 上場負債商品（債券）    | 50%           | 52%           |
| 不動産           | 7%            | 6%            |
| 現金および現金同等物    | 1%            | 3%            |
| その他           | 15%           | 12%           |

2017年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約28%は北米会社の株式
- ・ 合計の約48%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約24%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2016年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2017年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約65%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約35%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約65%は主に英国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

英国発行による国債が占める割合は2016年12月31日現在より3%低かった。

### 31.3.5 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)          | 期末の経済状況における<br>キャッシュ・フロー | 引当金の対象と<br>される額（現在価値） |
|---------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1年未満                | 256                      | 255                   |
| 1－5年                | 1,043                    | 1,004                 |
| 5－10年               | 1,480                    | 1,292                 |
| 10年超                | 13,443                   | 6,405                 |
| 従業員給付に関連したキャッシュ・フロー | 16,222                   | 8,956                 |

2018年度の基金拠出額は、約293百万ユーロ（事業主による拠出278百万ユーロおよび従業員による拠出15百万ユーロ）と見積もられている。

2017年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は21.0年である。

### 31.3.6 数理計算上の仮定

| (単位：%)          | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------|---------------|---------------|
| 割引率／資産の運用収益率(1) | 2.56%         | 2.76%         |
| インフレ率           | 3.00%         | 3.05%         |
| 昇給率             | 2.40%         | 2.45%         |

(1) 資産から生じる受取利息は割引率を使用して計算されている。この受取利息と資産の運用収益との間の差額は自己資本に計上されている。

英国では、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの期間に基づいて、優良非金融会社債の利回りを適用して決定されている。

## 31.3.7 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

| (単位：％)                | 2017年12月31日現在 |
|-----------------------|---------------|
| 割引率の25ベース・ポイント増減の影響   | -4.8%/+5.3%   |
| 昇給率の25ベース・ポイント増減の影響   | +0.5%/-0.5%   |
| インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響 | +3.6%/-3.7%   |

## 注記32. その他の引当金

その他の引当金の変動は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)         | 2016年<br>12月31日<br>現在 | 増 加   | 減 少     |       | 範囲の<br>変更(3) | その他の<br>変動 | 2017年<br>12月31日<br>現在 |
|--------------------|-----------------------|-------|---------|-------|--------------|------------|-----------------------|
|                    |                       |       | 使用      | 戻入    |              |            |                       |
| 子会社および投資関連リスク引当金   | 1,037                 | -     | (122)   | (18)  | 6            | 10         | 913                   |
| 税金負債引当金            | 518                   | 90    | (27)    | (8)   | 1            | (1)        | 573                   |
| 訴訟引当金              | 532                   | 87    | (23)    | (13)  | 1            | 5          | 589                   |
| 不利契約および完成時損失引当金    | 342                   | 47    | (94)    | (93)  | 63           | 8          | 273                   |
| 環境計画関連引当金(1)       | 834                   | 1,239 | (1,172) | (3)   | -            | 3          | 901                   |
| その他のリスクおよび負債引当金(2) | 1,286                 | 451   | (417)   | (115) | 430          | 1          | 1,636                 |
| 合計                 | 4,549                 | 1,914 | (1,855) | (250) | 501          | 26         | 4,885                 |

- (1) 環境計画関連引当金には温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書に対する引当金が含まれている（注記49を参照）。
- (2) これらの引当金は事業に関係する多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、約定保守義務等）を対象としている。これらの引当金に個別に重要性のあるものはない。
- (3) 範囲の変更は主にFramatome取得に関連している（注記3.2を参照）。

## 注記33. フランスの公共配電特別委譲負債

既存資産および取替予定資産のための特別委譲負債の変動は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)      | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------|---------------|---------------|
| 資産の現物評価額(1)     | 47,813        | 46,497        |
| 事業者による供与資金の未償却分 | (24,172)      | (23,160)      |
| 既存資産に対する権利－純額   | 23,641        | 23,337        |
| 委譲者による供与資金の償却   | 13,149        | 12,613        |
| 更新引当金           | 9,533         | 9,742         |
| 取替予定資産に対する権利    | 22,682        | 22,355        |
| フランスの公共配電特別委譲負債 | 46,323        | 45,692        |

- (1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金144百万ユーロ（2016年度143百万ユーロ）を含む。

## 注記34. 営業債務

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|----------------------|---------------|---------------|
| 営業債務（EDF Tradingを除く） | 10,738        | 9,770         |
| 営業債務（EDF Trading）    | 3,256         | 3,261         |
| <b>営業債務</b>          | <b>13,994</b> | <b>13,031</b> |

当グループは、リバース・ファクタリング・プログラムを有している。これにより供給業者は、自らの意思で、EDFに対する受取債権をファクタリング会社に譲渡することができる。

当グループにとっては、このプログラムは、供給業者がEDFに対して保有する受取債権の実体および特性に何の変更ももたらさない。特に、一連の営業キャッシュ・フローに影響を与えない。従って、関連する債務は当グループの財務諸表上「営業債務」に含まれている。

## 注記35. その他の負債

その他の負債の明細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| 前受金および未成業務受入金 | 8,387         | 7,793         |
| 有形固定資産関連負債    | 3,711         | 3,247         |
| 税金負債          | 7,014         | 7,098         |
| 社会保障費         | 4,171         | 4,010         |
| 長期契約に係る繰延収益   | 3,606         | 3,438         |
| その他の繰延収益      | 499           | 729           |
| その他(1)        | 2,436         | 2,909         |
| <b>その他の負債</b> | <b>29,824</b> | <b>29,224</b> |
| 非流動部分         | 4,864         | 4,810         |
| 流動部分          | 24,960        | 24,414        |

(1) その他の項目は、2017年度348百万ユーロの投資補助金の受取額（2016年度417百万ユーロ）を含む。

## 35.1 前受金および未成業務受入金

2017年12月31日現在の前受金および未成業務受入金は、以下を含んでいる。

- ・ EDFの住宅顧客および事業顧客による自動振替の月次支払額6,568百万ユーロ（2016年12月31日現在6,828百万ユーロ）。
- ・ Framatomeの顧客による支払額738百万ユーロ。

## 35.2 税金負債

2017年12月31日現在、税金負債には、主に、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE 1,562百万ユーロが含まれている（2016年12月31日現在1,633百万ユーロ）。

## 35.3 長期契約に係る繰延収益

2017年12月31日現在のEDFの長期契約に係る繰延収益には、原子力発電所資金調達計画に基づくEDFに対するパートナー前渡金1,711百万ユーロ（2016年12月31日現在1,822百万ユーロ）が含まれている。

長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFグループに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

[次へ](#)



## 金融資産および負債

## 注記36. 流動および非流動金融資産

## 36.1 流動および非流動金融資産の内訳

流動および非流動金融資産の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)            | 2017年12月31日現在 |        |        | 2016年12月31日現在 |        |        |
|-----------------------|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
|                       | 流動            | 非流動    | 合計     | 流動            | 非流動    | 合計     |
| 純損益を通じて公正価値で評価される金融資産 | 2,614         | -      | 2,614  | 3,813         | -      | 3,813  |
| 売却可能金融資産              | 19,312        | 21,612 | 40,924 | 22,402        | 17,888 | 40,290 |
| ヘッジ・デリバティブの正の公正価値     | 837           | 2,743  | 3,580  | 2,157         | 3,899  | 6,056  |
| 貸付金および金融債権            | 2,190         | 12,432 | 14,622 | 1,614         | 13,342 | 14,956 |
| 流動および非流動金融資産(1)       | 24,953        | 36,787 | 61,740 | 29,986        | 35,129 | 65,115 |

(1) 2017年12月31日現在、(547)百万ユーロの減損を含む(2016年12月31日現在(566)百万ユーロ)。

## 36.2 金融資産の明細

## 36.2.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産

| (単位：百万ユーロ)                    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-------------------------------|---------------|---------------|
| 売買目的デリバティブの正の公正価値             | 2,614         | 3,813         |
| 売買目的保有金融資産の公正価値               | -             | -             |
| 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産 | 2,614         | 3,813         |

公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産は主にEDF Tradingに関係する。

## 36.2.2 売却可能金融資産

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 |        |        | 2016年12月31日現在 |        |        |
|------------|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
|            | 株式(1)         | 債券     | 合計     | 株式(1)         | 債券     | 合計     |
| EDFの専用資産   | 11,462        | 9,386  | 20,848 | 9,201         | 7,766  | 16,967 |
| 流動性の高い資産   | 3,145         | 15,818 | 18,963 | 4,507         | 17,759 | 22,266 |
| その他の有価証券   | 1,007         | 106    | 1,113  | 944           | 113    | 1,057  |
| 売却可能金融資産   | 15,614        | 25,310 | 40,924 | 14,652        | 25,638 | 40,290 |

(1) 株式または譲渡可能な有価証券の合同運用投資引受(UCITS)。

売却可能金融資産の期中の公正価値の変動は、以下のように自己資本（EDF持分）に計上された。

| (単位：百万ユーロ)  | 2017年度                 |                      | 2016年度                 |                      |
|-------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
|             | 自己資本に計上された公正価値の変動総額(1) | 利益に振替られた公正価値の変動総額(2) | 自己資本に計上された公正価値の変動総額(1) | 利益に振替られた公正価値の変動総額(2) |
| EDFの専用資産    | 807                    | 673                  | 760                    | 488                  |
| 流動性の高い資産    | 22                     | 34                   | 63                     | 12                   |
| その他の有価証券    | (5)                    | 10                   | (5)                    | -                    |
| 売却可能金融資産(3) | 824                    | 717                  | 818                    | 500                  |

(1) +/( )：自己資本（EDF持分）の増加/（減少）。

(2) +/( )：純利益（EDF持分）の増加/（減少）。

(3) 関連会社および共同支配企業を除く。

2017年度および2016年度に自己資本（EDF持分）に含めた公正価値の変動総額は主にEDFに関係している。

2017年度に計上された重要な減損はなかった。

### 36.2.2.1 専用資産

EDFの専用資産に含まれる分散化された債券投資および株式は「売却可能金融資産」として計上されている。専用資産に関する全体的な管理方針は注記47に記載されている。

### 36.2.2.2 流動性の高い資産

流動性の高い資産は、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用される、ファンドまたは利付証券からなる金融資産である。

流動性の高い資産に含まれるEDFのUCITSは2017年12月31日現在2,646百万ユーロ（2016年12月31日現在3,955百万ユーロ）である。

## 36.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は償却原価で計上されている。

| (単位：百万ユーロ)         | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------|---------------|---------------|
| 貸付金および金融債権－NLF向け債権 | 8,650         | 8,743         |
| 貸付金および金融債権－CSPE(1) | 3,294         | 4,185         |
| 貸付金および金融債権－その他     | 2,678         | 2,028         |
| 貸付金および金融債権         | 14,622        | 14,956        |

(1) 2017年12月31日現在の専用資産に配分された3,294百万ユーロ（2016年12月31日現在4,185百万ユーロ）を含む。

貸付金および金融債権には、以下が含まれている。

- ・ 2017年12月31日現在総額8,650百万ユーロ（2016年12月31日現在8,743百万ユーロ）の原子力長期債務の填補のためのNLFおよび英国政府からの払戻債権を示す金額（対象となる引当金と同じ割引率による割引後）。
- ・ 2016年12月31日現在の公共電力サービス拠出金（CSPE）累積不足額および当該不足額を負担することによるコストに相当する債権。2017年度に受け取った払戻額954百万ユーロは、2016年5月13日付および2016年12月2日付省令において公表されたスケジュールに従って、フランスのエネルギー法第R 121-31条を適用して行われた。

## 36.4 デリバティブを除く金融資産の変動

金融資産の変動は、以下の通りである。

## 36.4.1 2017年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ) | 2016年<br>12月31日<br>現在 | 純増加   | 公正価値<br>の変動 | 割引の<br>影響 | 範囲の<br>変更 | 換算調整  | その他   | 2017年<br>12月31日<br>現在 |
|------------|-----------------------|-------|-------------|-----------|-----------|-------|-------|-----------------------|
| 売却可能金融資産   | 40,290                | 344   | 588         | -         | 144       | (137) | (305) | 40,924                |
| 貸付金および金融債権 | 14,956                | (979) | -           | 442       | 174       | (377) | 406   | 14,622                |

貸付金および金融債権の「純増加」は、CSPE債権の変動(890)百万ユーロを含む。

貸付金および金融債権のその他の変動は、主に、EDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過を反映した金融資産の変動に対応している（2017年12月31日現在916百万ユーロ、2016年12月31日現在568百万ユーロ）。

## 36.4.2 2016年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ) | 2015年<br>12月31日<br>現在 | 純増加     | 公正価値<br>の変動 | 割引の<br>影響 | 範囲の<br>変更 | 換算調整    | その他   | 2016年<br>12月31日<br>現在 |
|------------|-----------------------|---------|-------------|-----------|-----------|---------|-------|-----------------------|
| 売却可能金融資産   | 34,333                | 5,079   | 894         | -         | 12        | 110     | (138) | 40,290                |
| 貸付金および金融債権 | 16,913                | (2,908) | -           | 403       | 221       | (1,387) | 1,714 | 14,956                |

## 注記37. 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、手元現金および銀行預金ならびにマネーマーケット商品への投資から構成される。キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物は、貸借対照表に計上された以下の金額を含む。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|---------------|
| 現金         | 3,328         | 2,651         |
| 現金同等物(1)   | 364           | 242           |
| 金融当座勘定     | -             | -             |
| 現金および現金同等物 | 3,692         | 2,893         |

(1) 2017年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は364百万ユーロである（2016年12月31日現在235百万ユーロ）。

## 現金の制約

2017年12月31日現在の現金および現金同等物は、制約の付された現金298百万ユーロを含む（2016年12月31日現在243百万ユーロ）（注記1.3.26を参照）。

## 注記38. 流動および非流動金融負債

## 38.1 流動および非流動金融負債の内訳

流動および非流動金融負債の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年12月31日現在 |        |        | 2016年12月31日現在 |        |        |
|-------------------|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
|                   | 非流動           | 流動     | 合計     | 非流動           | 流動     | 合計     |
| 借入金およびその他の金融負債    | 49,734        | 7,112  | 56,846 | 52,992        | 12,203 | 65,195 |
| 売買目的デリバティブの負の公正価値 | -             | 2,787  | 2,787  | -             | 4,485  | 4,485  |
| ヘッジ・デリバティブの負の公正価値 | 1,631         | 1,243  | 2,874  | 1,284         | 1,601  | 2,885  |
| 金融負債              | 51,365        | 11,142 | 62,507 | 54,276        | 18,289 | 72,565 |

## 38.2 借入金およびその他の金融負債

## 38.2.1 借入金およびその他の金融負債の変動

| (単位：百万ユーロ)      | 社債      | 金融機関からの借入金 | その他の金融負債 | ファイナンス・リース資産関連債務 | 未払利息  | 合計      |
|-----------------|---------|------------|----------|------------------|-------|---------|
| 2016年12月31日現在残高 | 51,864  | 4,180      | 7,380    | 420              | 1,351 | 65,195  |
| 増加              | 1,509   | 365        | 1,027    | -                | 121   | 3,022   |
| 減少              | (3,033) | (301)      | (3,219)  | (57)             | (129) | (6,739) |
| 換算調整            | (625)   | (94)       | (127)    | -                | (3)   | (849)   |
| 連結範囲の変更         | 4       | (1,187)    | 49       | -                | (2)   | (1,136) |
| 公正価値の変動         | (2,396) | -          | (251)    | 4                | -     | (2,643) |
| その他の変動          | 2       | 131        | (134)    | 1                | (4)   | (4)     |
| 2017年12月31日現在残高 | 47,325  | 3,094      | 4,725    | 368              | 1,334 | 56,846  |

上表中の借入金およびその他の金融負債（未払利息を除く）の増加および減少には、ヘッジ手段の決済時の金銭上の差額306百万ユーロ（キャッシュ・フロー計算書に含まれている）は含まない。

当グループの主な企業の借入金およびその他の金融負債は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------------|---------------|---------------|
| EDFおよびその他の関連子会社(1)     | 44,367        | 52,811        |
| EDF Energy(2)          | 6,118         | 5,268         |
| EDF Énergies Nouvelles | 5,276         | 4,642         |
| Edison(3)              | 241           | 1,214         |
| その他                    | 844           | 1,260         |
| 借入金およびその他の金融負債         | 56,846        | 65,195        |

(1) Enedis、EDF PEI、EDF International、EDF Holding SAS、C3、C25およびEDF Investissements Groupe。

(2) 持株会社を含む。

(3) EdisonからはTdE SpAが除かれている。

2017年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2017年12月31日現在における当グループの主要な借入は、以下の通りである。

| 借入の種類<br>(単位：百万通貨単位) | 企業  | 発行日<br>月/年(1) | 満期<br>月/年 | 発行金額    | 通貨   | 利率    |
|----------------------|-----|---------------|-----------|---------|------|-------|
| ユーロMTN               | EDF | 02/2008       | 02/2018   | 1,500   | ユーロ  | 5.00% |
| 社債                   | EDF | 01/2009       | 01/2019   | 2,000   | 米ドル  | 6.50% |
| 社債                   | EDF | 01/2014       | 01/2019   | 1,250   | 米ドル  | 2.15% |
| 社債                   | EDF | 01/2010       | 01/2020   | 1,400   | 米ドル  | 4.60% |
| ユーロMTN               | EDF | 05/2008       | 05/2020   | 1,200   | ユーロ  | 5.38% |
| 社債                   | EDF | 10/2015       | 10/2020   | 1,500   | 米ドル  | 2.35% |
| ユーロMTN               | EDF | 01/2009       | 01/2021   | 2,000   | ユーロ  | 6.25% |
| ユーロMTN (グリーン債)       | EDF | 11/2013       | 04/2021   | 1,400   | ユーロ  | 2.25% |
| ユーロMTN               | EDF | 01/2012       | 01/2022   | 2,000   | ユーロ  | 3.88% |
| ユーロMTN               | EDF | 09/2012       | 03/2023   | 2,000   | ユーロ  | 2.75% |
| ユーロMTN               | EDF | 09/2009       | 09/2024   | 2,500   | ユーロ  | 4.63% |
| 社債 (グリーン債)           | EDF | 10/2015       | 10/2025   | 1,250   | 米ドル  | 3.63% |
| ユーロMTN               | EDF | 11/2010       | 11/2025   | 750     | ユーロ  | 4.00% |
| ユーロMTN (グリーン債)       | EDF | 10/2016       | 10/2026   | 1,750   | ユーロ  | 1.00% |
| 社債                   | EDF | 01/2017       | 01/2027   | 107,900 | 日本円  | 1.09% |
| ユーロMTN               | EDF | 03/2012       | 03/2027   | 1,000   | ユーロ  | 4.13% |
| ユーロMTN               | EDF | 04/2010       | 04/2030   | 1,500   | ユーロ  | 4.63% |
| ユーロMTN               | EDF | 07/2001       | 07/2031   | 650     | 英ポンド | 5.88% |
| ユーロMTN               | EDF | 02/2003       | 02/2033   | 850     | ユーロ  | 5.63% |
| ユーロMTN               | EDF | 06/2009       | 06/2034   | 1,500   | 英ポンド | 6.13% |
| ユーロMTN               | EDF | 10/2016       | 10/2036   | 750     | ユーロ  | 1.88% |
| 社債                   | EDF | 01/2009       | 01/2039   | 1,750   | 米ドル  | 6.95% |
| ユーロMTN               | EDF | 11/2010       | 11/2040   | 750     | ユーロ  | 4.50% |
| ユーロMTN               | EDF | 10/2011       | 10/2041   | 1,250   | 英ポンド | 5.50% |
| 社債                   | EDF | 01/2014       | 01/2044   | 1,000   | 米ドル  | 4.88% |
| 社債                   | EDF | 10/2015       | 10/2045   | 1,500   | 米ドル  | 4.75% |
| 社債                   | EDF | 10/2015       | 10/2045   | 1,150   | 米ドル  | 4.95% |
| ユーロMTN               | EDF | 09/2010       | 09/2050   | 1,000   | 英ポンド | 5.13% |
| ユーロMTN               | EDF | 10/2016       | 10/2056   | 2,164   | 米ドル  | 4.99% |
| 社債                   | EDF | 01/2014       | 01/2114   | 1,350   | 英ポンド | 6.00% |

(1) 資金受領日。

2017年1月20日にEDFは、日本市場における4本の優先債（サムライ債）の発行によって、1,370億円（約11億ユーロ）を調達した（注記3.5を参照）。

2017年12月31日現在、EDFのEMTN（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート）プログラムの上限である、当該プログラムに基づく債務の発行可能額の総額は、450億ユーロである。

## 38.2.2 借入金およびその他の金融負債の満期

2017年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)                      | 社債     | 金融機関<br>からの<br>借入金 | その他の<br>金融負債 | ファイナンス・リース<br>資産関連<br>債務 | 未払利息  | 合計     |
|---------------------------------|--------|--------------------|--------------|--------------------------|-------|--------|
| 1年未満                            | 1,557  | 549                | 3,881        | 52                       | 1,073 | 7,112  |
| 1年から5年                          | 13,021 | 653                | 50           | 147                      | 71    | 13,942 |
| 5年超                             | 32,747 | 1,892              | 794          | 169                      | 190   | 35,792 |
| 2017年12月31日現在借入金<br>およびその他の金融負債 | 47,325 | 3,094              | 4,725        | 368                      | 1,334 | 56,846 |

2016年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)                      | 社債     | 金融機関<br>からの<br>借入金 | その他の<br>金融負債 | ファイナンス・リース<br>資産関連<br>債務 | 未払利息  | 合計     |
|---------------------------------|--------|--------------------|--------------|--------------------------|-------|--------|
| 1年未満                            | 2,913  | 1,780              | 6,332        | 51                       | 1,127 | 12,203 |
| 1年から5年                          | 12,386 | 526                | 109          | 168                      | 52    | 13,241 |
| 5年超                             | 36,565 | 1,874              | 939          | 201                      | 172   | 39,751 |
| 2016年12月31日現在借入金<br>およびその他の金融負債 | 51,864 | 4,180              | 7,380        | 420                      | 1,351 | 65,195 |

## 38.2.3 借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳

| (単位：百万ユーロ)         | 2017年12月31日現在 |                             |               | 2016年12月31日現在 |                             |               |
|--------------------|---------------|-----------------------------|---------------|---------------|-----------------------------|---------------|
|                    | 当初の<br>負債構造   | ヘッジ手段<br>の影響 <sup>(1)</sup> | ヘッジ後の<br>負債構造 | 当初の<br>負債構造   | ヘッジ手段<br>の影響 <sup>(1)</sup> | ヘッジ後の<br>負債構造 |
| ユーロ                | 27,609        | 18,454                      | 46,063        | 31,204        | 20,220                      | 51,424        |
| 米ドル                | 17,224        | (14,752)                    | 2,472         | 22,239        | (19,314)                    | 2,925         |
| 英ポンド               | 9,495         | (2,331)                     | 7,164         | 9,824         | (827)                       | 8,997         |
| その他                | 2,518         | (1,371)                     | 1,147         | 1,928         | (79)                        | 1,849         |
| 借入金およびその他の<br>金融負債 | 56,846        | -                           | 56,846        | 65,195        | -                           | 65,195        |

(1) 負債および在外子会社の純資産のヘッジ。

## 38.2.4 借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳

| (単位：百万ユーロ)         | 2017年12月31日現在 |               |              | 2016年12月31日現在 |               |              |
|--------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
|                    | 当初の<br>負債構造   | デリバティブ<br>の影響 | 最終的な<br>負債構造 | 当初の<br>負債構造   | デリバティブ<br>の影響 | 最終的な<br>負債構造 |
| 固定金利               | 52,900        | (21,469)      | 31,431       | 58,650        | (23,710)      | 34,940       |
| 変動金利               | 3,946         | 21,469        | 25,415       | 6,545         | 23,710        | 30,255       |
| 借入金およびその他の<br>金融負債 | 56,846        | -             | 56,846       | 65,195        | -             | 65,195       |

借入金およびその他の金融負債の金利別の内訳には、IAS第39号に準拠してヘッジとして分類されたすべてのデリバティブの影響額が含まれている。

EDFグループの固定金利借入金の大部分は、スワップにより変動金利に変換されている。

### 38.2.5 与信枠

2017年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額11,943百万ユーロ（2016年12月31日現在11,709百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 |       |       | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|-------|-------|---------------|
|            | 合計            | 期限    |       |               |
|            |               | 1年未満  | 1年－5年 | 5年超           |
| 確認与信枠      | 11,943        | 2,149 | 9,759 | 35            |
|            |               |       |       | 11,709        |

### 38.2.6 早期償還条項

グループ外からのEDF Énergies Nouvellesへのプロジェクト・ファイナンス貸付は、一般に、早期償還条項を含んでいる。この条項は、主に借手が最低の借入償還余裕率（DSCR）を維持できない場合に適用される。通常、早期償還条項は、この比率が1を下回った時に有効となる。

その他のグループ企業においては、融資その他のコミットメント契約の一部の条項はグループの格付けに言及しているが、制限条項としては分類されていない。

合計725百万ユーロの2本の借入には、借手の格付けが一定水準を下回った場合に、借手と貸手が借入の条件を見直し、可能な限り再交渉しなければならない旨、ならびに借手が自発的に早期償還を行うことができる旨を規定した見直し条項が含まれている。

2017年度には、グループ企業が貸付に関連する契約条項に違反したことによる早期償還はなかった。

### 38.3 純負債額

純負債額は会計基準に定義されておらず、連結貸借対照表上には直接表示されていない。これは、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものから成る。流動性の高い資産は、ファンドまたは利付証券からなる、当初の満期3か月超で、満期に関係なく容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

| (単位：百万ユーロ)         | 注記     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------|--------|---------------|---------------|
| 借入金およびその他の金融負債     | 38.2.1 | 56,846        | 65,195        |
| 負債のヘッジに使用されたデリバティブ | 41     | (1,176)       | (3,965)       |
| 現金および現金同等物         | 37     | (3,692)       | (2,893)       |
| 売却可能金融資産－流動性の高い資産  | 36.2.2 | (18,963)      | (22,266)      |
| 売却目的保有資産の純負債額      |        | -             | 1,354         |
| 純負債額               |        | 33,015        | 37,425        |

### 注記39. 金融資産および負債に関するその他の情報

#### 39.1 金融商品の公正価値

以下の表は、貸借対照表に計上されている金融資産および負債のレベル別の内訳である。

## 39.1.1 2017年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                           | 貸借対照表<br>計上額  | 公正価値          | レベル1<br>無調整の<br>相場価格 | レベル2<br>観察可能な<br>データ | レベル3<br>観察不能な<br>データ |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益<br>に含まれる金融資産(1) | 2,614         | 2,614         | 233                  | 2,252                | 129                  |
| 売却可能金融資産                             | 40,924        | 40,924        | 2,499                | 37,792               | 633                  |
| ヘッジ・デリバティブの正の公正価値                    | 3,580         | 3,580         | 21                   | 3,559                | -                    |
| 公正価値で計上される現金同等物                      | 364           | 364           | 198                  | 166                  | -                    |
| <b>貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産</b>         | <b>47,482</b> | <b>47,482</b> | <b>2,951</b>         | <b>43,769</b>        | <b>762</b>           |
| 貸付金および金融債権—NLF向け債権                   | 8,650         | 8,650         | -                    | 8,650                | -                    |
| 貸付金および金融債権—CSPE                      | 3,294         | 3,349         | -                    | 3,349                | -                    |
| その他の貸付金および金融債権                       | 2,678         | 2,678         | -                    | 2,678                | -                    |
| <b>償却原価で計上されている金融資産</b>              | <b>14,622</b> | <b>14,677</b> | <b>-</b>             | <b>14,677</b>        | <b>-</b>             |
| ヘッジ・デリバティブの負の公正価値                    | 2,874         | 2,874         | 75                   | 2,799                | -                    |
| 売買目的デリバティブの負の公正価値                    | 2,787         | 2,787         | 200                  | 2,467                | 120                  |
| <b>貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債</b>         | <b>5,661</b>  | <b>5,661</b>  | <b>275</b>           | <b>5,266</b>         | <b>120</b>           |
| 借入金およびその他の金融負債(2)                    | 56,846        | 63,334        | -                    | 63,334               | -                    |
| <b>償却原価で計上されている金融負債</b>              | <b>56,846</b> | <b>63,334</b> | <b>-</b>             | <b>63,334</b>        | <b>-</b>             |

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値2,614百万ユーロを含む。

(2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

レベル3の売却可能金融資産は、主に取得原価で計上される非連結投資である。

現金同等物は、主に譲渡性負債商品および短期投資の形態のものであり、通常、金利カーブ（そのため観察可能な市場データとなる）を使用して評価されている。

## 39.1.2 2016年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)                           | 貸借対照表<br>計上額  | 公正価値          | レベル1<br>無調整の<br>相場価格 | レベル2<br>観察可能な<br>データ | レベル3<br>観察不能な<br>データ |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益<br>に含まれる金融資産(1) | 3,813         | 3,813         | 220                  | 3,337                | 256                  |
| 売却可能金融資産                             | 40,290        | 40,290        | 1,799                | 37,895               | 596                  |
| ヘッジ・デリバティブの正の公正価値                    | 6,056         | 6,056         | 7                    | 6,049                | -                    |
| 公正価値で計上される現金同等物                      | 235           | 235           | 141                  | 94                   | -                    |
| <b>貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産</b>         | <b>50,394</b> | <b>50,394</b> | <b>2,167</b>         | <b>47,375</b>        | <b>852</b>           |
| 貸付金および金融債権—NLF向け債権                   | 8,743         | 8,743         | -                    | 8,743                | -                    |
| 貸付金および金融債権—CSPE                      | 4,185         | 4,288         | -                    | 4,288                | -                    |
| その他の貸付金および金融債権                       | 2,028         | 2,028         | -                    | 2,028                | -                    |
| <b>償却原価で計上されている金融資産</b>              | <b>14,956</b> | <b>15,059</b> | <b>-</b>             | <b>15,059</b>        | <b>-</b>             |
| ヘッジ・デリバティブの負の公正価値                    | 2,885         | 2,885         | 105                  | 2,775                | 5                    |
| 売買目的デリバティブの負の公正価値                    | 4,485         | 4,485         | 216                  | 4,046                | 223                  |
| <b>貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債</b>         | <b>7,370</b>  | <b>7,370</b>  | <b>321</b>           | <b>6,821</b>         | <b>228</b>           |
| 借入金およびその他の金融負債(2)                    | 65,195        | 70,682        | -                    | 70,682               | -                    |
| <b>償却原価で計上されている金融負債</b>              | <b>65,195</b> | <b>70,682</b> | <b>-</b>             | <b>70,682</b>        | <b>-</b>             |



- (1) 売買目的デリバティブの正の公正価値3,813百万ユーロを含む。
- (2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

## 39.2 金融資産および負債の相殺

### 39.2.1 2017年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)         | 貸借対照表<br>計上額 | 相殺対象<br>外残高 | 認識総額<br>(相殺前) | IAS第32号による相殺後残高        |                                | 一般的な相殺契約の対象金額<br>(IAS第32号による相殺対象外) |                   |         |
|--------------------|--------------|-------------|---------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------|---------|
|                    |              |             |               | IAS第32号<br>による<br>相殺総額 | IAS第32号<br>による<br>相殺後の<br>認識純額 | 金融商品                               | 金融担保の<br>公正<br>価値 | 純額      |
| デリバティブの公正価値<br>－資産 | 6,194        | 234         | 11,067        | (5,107)                | 5,960                          | (1,652)                            | (1,073)           | 3,235   |
| デリバティブの公正価値<br>－負債 | (5,661)      | (844)       | (9,924)       | 5,107                  | (4,817)                        | 1,652                              | 768               | (2,397) |

### 39.2.2 2016年12月31日現在

| (単位：百万ユーロ)         | 貸借対照表<br>計上額 | 相殺対象<br>外残高 | 認識総額<br>(相殺前) | IAS第32号による相殺後残高        |                                | 一般的な相殺契約の対象金額<br>(IAS第32号による相殺対象外) |                   |       |
|--------------------|--------------|-------------|---------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------|-------|
|                    |              |             |               | IAS第32号<br>による<br>相殺総額 | IAS第32号<br>による<br>相殺後の<br>認識純額 | 金融商品                               | 金融担保の<br>公正<br>価値 | 純額    |
| デリバティブの公正価値<br>－資産 | 9,869        | 5,043       | 10,741        | (5,915)                | 4,826                          | (1,689)                            | (2,303)           | 834   |
| デリバティブの公正価値<br>－負債 | (7,370)      | (5,240)     | (8,045)       | 5,915                  | (2,130)                        | 1,689                              | 56                | (385) |

## 注記40. 市場リスクおよび相手先リスクの管理

世界的なエネルギー産業における事業者として、EDFグループは、金融市場リスク、エネルギー市場リスクおよび相手先リスクにさらされている。これらのリスクはすべて財務諸表にボラティリティを生じさせる可能性がある。

### ・ 金融市場リスク

当グループがさらされている主な金融市場リスクは、流動性リスク、外国為替リスク、金利リスクおよび株式リスクである。

当グループの流動性リスク管理の目的は、最も有利なコストで資金を求め、常に確実に利用可能にすることである。

外国為替リスクは当グループの事業および地域の分散に関係するもので、為替レートの変動に対するエクスポージャーから生じる。これらの変動によって、当グループの換算差額、貸借対照表項目、金融費用、自己資本および純利益が影響を受ける可能性がある。

金利リスクは、当グループが投資した資産の価額、引当金によって填補される負債または金融費用に影響を与える可能性のある金利変動リスクに対するエクスポージャーから生じる。

当グループは、特に、長期原子力コミットメントの財源確保のために保有する専用資産ポートフォリオ、外部の年金基金、またこれらより少ない程度で、現金資産および直接保有投資を通じて、株式リスクにさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.1「財務情報－財務リスクの管理とコントロール」（訳者注：原文の書類のセクションである。以下同じ。）を参照。

- ・ エネルギー市場リスク

最終顧客市場の開設、卸売市場の発展および国外事業の拡大に伴い、EDFグループは、発電および供給業務を通じて、主に欧州の、非規制エネルギー市場で活動している。これにより当グループは、財務諸表に重要な影響を与える可能性のある、エネルギー（電力、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出枠市場に係る価格変動にさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.2「財務情報－エネルギー市場リスクの管理とコントロール」を参照。

- ・ 相手先リスク

相手先リスクは、契約相手方がデフォルトを起こして約定債務を履行できない場合にEDFグループがその事業および市場取引についてこうむる損失総額と定義される。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション5.1.6.1.7「財務情報－契約相手方/信用リスクの管理とコントロール」を参照。

相手先リスクのもう一つの構成要素である顧客リスクに関して、期日未到来および期日経過債権の明細が注記25に示されている。

IFRS第7号が要求する感応度分析は届出書類のセクション5.1.6.1「財務情報－金融リスクの管理とコントロール」を参照。

- ・ 外国為替リスク：セクション5.1.6.1.3。
- ・ 金利リスク：セクション5.1.6.1.4。
- ・ 金融資産に係る株式リスク：セクション5.1.6.1.5および5.1.6.1.6。

金融資産および金融負債に関する主要な情報は以下の注記およびセクションにおいてテーマ毎に記載されている。

- ・ 流動性リスク
  - － 借入金およびその他の金融負債の満期：連結財務諸表に対する注記38.2.2。
  - － 与信枠：連結財務諸表に対する注記38.2.5。
  - － 借入金の早期償還条項：連結財務諸表に対する注記38.2.6。
  - － オフバランスシート・コミットメント：連結財務諸表に対する注記44。
- ・ 外国為替リスク
  - － 借入金の通貨および金利種類別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。
- ・ 株式リスク（届出書類のセクション5.1.6.1.5および5.1.6.1.6「財務情報－株式リスクの管理/EDFの専用資産ポートフォリオの金融リスクの管理」）
  - － 原子力債務のカバレッジ：連結財務諸表に対する注記47および29.1.5。
  - － 従業員給付債務：連結財務諸表に対する注記31.2.5および31.3.4。
  - － 長期現金管理。
  - － 直接投資。
- ・ 金利リスク
  - － 原子力引当金の割引率：計算方法および感応度：連結財務諸表に対する注記29.1.5.2。
  - － 従業員給付に使用される割引率：連結財務諸表に対する注記31.2.7および31.3.6。
  - － 借入金の通貨および金利別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。
- ・ 金融リスクおよび市場リスクの貸借対照表上の取り扱い
  - － デリバティブおよびヘッジ会計：連結財務諸表に対する注記41および自己資本変動計算書。
  - － ヘッジとして分類されていないデリバティブ：連結財務諸表に対する注記42。

## 注記41. デリバティブおよびヘッジ会計

ヘッジ会計はIAS第39号に準拠して適用されている。これに関係するのは、長期負債をヘッジするために使用される金利デリバティブ、在外純投資および外貨建債務をヘッジするために使用される通貨デリバティブ、ならびに、将来キャッシュ・フローをヘッジするために使用される通貨およびコモディティ・デリバティブである。

貸借対照表で報告されているヘッジ・デリバティブの公正価値の内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)            | 注記     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------|--------|---------------|---------------|
| ヘッジ・デリバティブの正の公正価値     | 36.1   | 3,580         | 6,056         |
| ヘッジ・デリバティブの負の公正価値     | 38.1   | (2,874)       | (2,885)       |
| ヘッジ・デリバティブの公正価値       |        | 706           | 3,171         |
| 金利ヘッジ・デリバティブ          | 41.4.1 | 1,689         | 2,023         |
| 為替ヘッジ・デリバティブ          | 41.4.2 | (606)         | 2,122         |
| コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ | 41.4.3 | (411)         | (995)         |
| コモディティ関連公正価値ヘッジ       | 41.5   | 34            | 21            |

ヘッジ・デリバティブの別の分類による内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                  | 注記   | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------------|------|---------------|---------------|
| 負債をヘッジするデリバティブの公正価値         | 38.3 | 1,176         | 3,965         |
| 在外純投資をヘッジするデリバティブの公正価値      |      | 90            | 14            |
| その他のヘッジ・デリバティブ（コモディティ）の公正価値 |      | (560)         | (808)         |
| ヘッジ・デリバティブの公正価値             |      | 706           | 3,171         |

## 41.1 公正価値ヘッジ

EDFグループは、固定金利債務の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジしている。このヘッジに使用されたデリバティブは、固定／変動金利スワップおよびクロス・カレンシー・スワップであり、公正価値の変動は損益計算書に計上されている。また、公正価値ヘッジは一定の確定購入コミットメントに関する為替ヘッジ商品を含んでいる。

2017年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、37百万ユーロの利益（2016年度(11)百万ユーロの損失）であり、金融損益に計上された。

## 41.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ

EDFグループは、主に以下を目的として、キャッシュ・フロー・ヘッジを使用している。

- ・ 金利スワップ（変動／固定金利）を使った変動金利債務のヘッジ。
- ・ クロス・カレンシー・スワップを使った外貨建債務に関連する為替リスクのヘッジ。
- ・ 先物、先渡およびスワップを使った電力、ガスおよび石炭の予定売買に関連する将来キャッシュ・フローのヘッジ。

EDFグループはまた、燃料およびコモディティ購入に関連する為替リスクをヘッジしている。

2017年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分はゼロ（2016年度もゼロ）である。

#### 41.3 在外事業体に対する純投資のヘッジ

在外純投資のヘッジは、当グループの在外事業体への純投資に関わる為替リスクのエクスポージャーをヘッジするために使用されている。

このリスクは、投資と債務を同じ通貨建にするか、市場を通じるかのいずれかにより、グループ・レベルでヘッジされている。後者の場合には、当グループは、通貨スワップおよび為替予約を使用する。

#### 41.4 ヘッジ・デリバティブが自己資本に与える影響

自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の期中の公正価値の変動は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年度                 |                              |                           | 2016年度                 |                              |                           |
|---------------|------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------|------------------------------|---------------------------|
|               | 自己資本に計上された公正価値の変動総額(1) | 利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2) | 利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分 | 自己資本に計上された公正価値の変動総額(1) | 利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2) | 利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分 |
| 金利ヘッジ         | 31                     | -                            | -                         | 6                      | -                            | 1                         |
| 為替ヘッジ         | (1,588)                | (1,331)                      | (3)                       | 70                     | 288                          | (4)                       |
| 在外純投資ヘッジ      | 518                    | (120)                        | -                         | 1,352                  | -                            | -                         |
| コモディティ・ヘッジ    | (613)                  | (1,714)                      | 5                         | (489)                  | 361                          | 31                        |
| ヘッジ・デリバティブ(3) | (1,652)                | (3,165)                      | 2                         | 939                    | 649                          | 28                        |

(1) +/( )：自己資本（EDF持分）の増加/(減少)。

(2) +/( )：純利益（EDF持分）の増加/(減少)。

(3) 関連会社および共同支配企業を除く。

##### 41.4.1 金利ヘッジ・デリバティブ

金利ヘッジ・デリバティブの内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在想定元本 |        |        |        | 2016年12月31日現在想定元本 | 公正価値          |               |
|---------------|-------------------|--------|--------|--------|-------------------|---------------|---------------|
|               | 1年未満              | 1－5年   | 5年超    | 合計     | 合計                | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|               |                   |        |        |        |                   |               |               |
| 固定金利支払／変動金利受取 | 106               | 711    | 331    | 1,148  | 1,342             | (75)          | (62)          |
| 変動金利支払／固定金利受取 | -                 | 4,769  | 17,971 | 22,740 | 24,906            | 1,928         | 2,299         |
| 変動金利／変動金利     | -                 | -      | 1,252  | 1,252  | 2,022             | (9)           | 4             |
| 固定金利／固定金利     | 528               | 5,269  | 4,265  | 10,062 | 10,327            | (155)         | (218)         |
| 金利スワップ        | 634               | 10,749 | 23,819 | 35,202 | 38,597            | 1,689         | 2,023         |
| 金利ヘッジ・デリバティブ  | 634               | 10,749 | 23,819 | 35,202 | 38,597            | 1,689         | 2,023         |

金利／為替のクロス・カレンシー・スワップの公正価値は、金利の影響のみからなる。

クロス・カレンシー・スワップの想定元本は、本注記および為替ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.2）の両方に含まれている。

EDFグループの固定金利借入金の大部分は、スワップにより変動金利に変換されている。

##### 41.4.2 為替ヘッジ・デリバティブ

為替ヘッジ・デリバティブの内訳は、以下の通りである。

## 2017年12月31日現在：

|              | 2017年12月31日現在受取想定元本 |        |        |        | 2017年12月31日現在付与想定元本 |        |        |        | 公正価値              |
|--------------|---------------------|--------|--------|--------|---------------------|--------|--------|--------|-------------------|
| (単位：百万ユーロ)   | 1年未満                | 1－5年   | 5年超    | 合計     | 1年未満                | 1－5年   | 5年超    | 合計     | 2017年<br>12月31日現在 |
| 為替予約取引       | 2,478               | 518    | -      | 2,996  | 2,475               | 514    | -      | 2,989  | -                 |
| スワップ         | 12,469              | 10,614 | 12,724 | 35,807 | 12,592              | 10,384 | 13,155 | 36,131 | (606)             |
| 為替ヘッジ・デリバティブ | 14,947              | 11,132 | 12,724 | 38,803 | 15,067              | 10,898 | 13,155 | 39,120 | (606)             |

## 2016年12月31日現在：

|              | 2016年12月31日現在受取想定元本 |        |        |        | 2016年12月31日現在付与想定元本 |        |        |        | 公正価値              |
|--------------|---------------------|--------|--------|--------|---------------------|--------|--------|--------|-------------------|
| (単位：百万ユーロ)   | 1年未満                | 1－5年   | 5年超    | 合計     | 1年未満                | 1－5年   | 5年超    | 合計     | 2016年<br>12月31日現在 |
| 為替予約取引       | 1,600               | 730    | -      | 2,330  | 1,589               | 718    | -      | 2,307  | 26                |
| スワップ         | 15,030              | 11,027 | 13,703 | 39,760 | 14,304              | 10,107 | 12,782 | 37,193 | 2,096             |
| 為替ヘッジ・デリバティブ | 16,630              | 11,757 | 13,703 | 42,090 | 15,893              | 10,825 | 12,782 | 39,500 | 2,122             |

本注記中のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.1）にも含まれている。

## 41.4.3 コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ

コモディティに関連する公正価値の変動は、主に以下に起因する。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| 電力ヘッジ契約       | (916)         | (2,610)       |
| ガス・ヘッジ契約      | 69            | (316)         |
| 石炭ヘッジ契約       | 36            | 9             |
| 石油製品ヘッジ契約     | 149           | 2,007         |
| 二酸化炭素排出権ヘッジ契約 | 49            | 421           |
| 税引前公正価値変動額    | (613)         | (489)         |

期中に終了したコモディティ・ヘッジに関連して利益に振り替られた金額の主な内訳項目は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------|---------------|---------------|
| 電力ヘッジ契約       | (1,744)       | 1,276         |
| ガス・ヘッジ契約      | 50            | (943)         |
| 石炭ヘッジ契約       | 31            | (72)          |
| 石油製品ヘッジ契約     | (66)          | 86            |
| 二酸化炭素排出権ヘッジ契約 | 15            | 14            |
| 税引前公正価値変動額    | (1,714)       | 361           |

コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジの詳細は、以下の通りである。

| (単位：<br>百万ユーロ)                | 測定単位  | 2017年12月31日現在 |        |     |        | 2016年12月31日現在 |         |
|-------------------------------|-------|---------------|--------|-----|--------|---------------|---------|
|                               |       | 想定元本純額        |        |     |        | 想定元本<br>純額    | 公正価値    |
|                               |       | 1年未満          | 1－5年   | 5年超 | 合計     |               |         |
| スワップ                          |       | 2             | -      | -   | 2      | 58            | (3)     |
| 先渡／先物                         |       | (2)           | (70)   | -   | (72)   | (688)         | (1,174) |
| 電力                            | TWh   | -             | (70)   | -   | (70)   | (630)         | (1,177) |
| スワップ                          |       | (193)         | (40)   | -   | (233)  | (16)          | (4)     |
| 先渡／先物                         |       | 1,052         | 399    | -   | 1,451  | 65            | 109     |
| ガス                            | 百万サーム | 859           | 359    | -   | 1,218  | 49            | 105     |
| スワップ                          |       | 8,528         | 5,647  | -   | 14,175 | 109           | 25,158  |
| オプション                         |       | 379           | -      | -   | 379    | 2             | -       |
| 石油製品                          | 千バレル  | 8,907         | 5,647  | -   | 14,554 | 111           | 25,158  |
| スワップ                          |       | -             | -      | -   | -      | 40            | -       |
| 石炭                            | 百万トン  | -             | -      | -   | -      | 40            | -       |
| スワップ                          |       | -             | -      | -   | -      | -             | -       |
| 先渡／先物                         |       | 5,821         | 13,755 | -   | 19,576 | 19            | 21,702  |
| 二酸化炭素                         | 千トン   | 5,821         | 13,755 | -   | 19,576 | 19            | 21,702  |
| コモディティ関連<br>キャッシュ・<br>フロー・ヘッジ |       |               |        |     |        | (411)         | (995)   |

#### 41.5 コモディティ関連公正価値ヘッジ

コモディティ関連公正価値ヘッジの詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)      | 測定単位  | 2017年12月31日現在 |      | 2016年12月31日現在 |      |
|-----------------|-------|---------------|------|---------------|------|
|                 |       | 想定元本純額        | 公正価値 | 想定元本純額        | 公正価値 |
| 石炭および運賃         | 百万トン  | 4             | 3    | 4             | 3    |
| ガス              | 百万サーム | (583)         | 31   | (307)         | 18   |
| コモディティ関連公正価値ヘッジ |       |               | 34   |               | 21   |

#### 注記42. ヘッジ以外のデリバティブ

貸借対照表に報告されている売買目的デリバティブの公正価値の詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)         | 注記     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------|--------|---------------|---------------|
| 売買目的デリバティブの正の公正価値  | 36.2.1 | 2,614         | 3,813         |
| 売買目的デリバティブの負の公正価値  | 38.1   | (2,787)       | (4,485)       |
| 売買目的デリバティブの公正価値    |        | (173)         | (672)         |
| 売買目的金利デリバティブ       | 42.1   | (33)          | (55)          |
| 売買目的通貨デリバティブ       | 42.2   | 73            | (179)         |
| 非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ | 42.3   | (213)         | (438)         |

## 42.1 売買目的金利デリバティブ

売買目的金利デリバティブの内訳は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在想定元本 |       |       |       | 2016年12月31日現在<br>想定元本 | 公正価値              |                   |
|---------------|-------------------|-------|-------|-------|-----------------------|-------------------|-------------------|
|               | 1年未満              | 1－5年  | 5年超   | 合計    | 合計                    | 2017年<br>12月31日現在 | 2016年<br>12月31日現在 |
| オプション購入       | -                 | -     | 519   | 519   | 517                   | 15                | 22                |
| 金利取引          | -                 | -     | 519   | 519   | 517                   | 15                | 22                |
| 固定金利支払／変動金利受取 | 1,366             | 1,280 | 332   | 2,978 | 742                   | (42)              | (77)              |
| 変動金利支払／固定金利受取 | -                 | 330   | 86    | 416   | 406                   | (8)               | (2)               |
| 変動金利／変動金利     | -                 | 351   | -     | 351   | 910                   | 1                 | 1                 |
| 固定金利／固定金利     | 194               | 70    | 74    | 338   | 418                   | 1                 | 1                 |
| 金利スワップ        | 1,560             | 2,031 | 492   | 4,083 | 2,476                 | (48)              | (77)              |
| 売買目的金利デリバティブ  | 1,560             | 2,031 | 1,011 | 4,602 | 2,993                 | (33)              | (55)              |

## 42.2 売買目的通貨デリバティブ

売買目的通貨デリバティブの内訳は、以下の通りである。

2017年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)   | 2017年12月31日現在受取想定元本 |       |     |        | 2017年12月31日現在付与想定元本 |       |     |        | 公正価値              |
|--------------|---------------------|-------|-----|--------|---------------------|-------|-----|--------|-------------------|
|              | 1年未満                | 1－5年  | 5年超 | 合計     | 1年未満                | 1－5年  | 5年超 | 合計     | 2017年<br>12月31日現在 |
| 先渡取引         | 2,438               | 1,079 | 8   | 3,525  | 2,443               | 1,089 | 9   | 3,541  | (23)              |
| スワップ         | 11,986              | 4,823 | 74  | 16,883 | 11,960              | 4,764 | 73  | 16,797 | 96                |
| 売買目的通貨デリバティブ | 14,424              | 5,902 | 82  | 20,408 | 14,403              | 5,853 | 82  | 20,338 | 73                |

2016年12月31日現在：

| (単位：百万ユーロ)   | 2016年12月31日現在受取想定元本 |       |     |        | 2016年12月31日現在付与想定元本 |       |     |        | 公正価値              |
|--------------|---------------------|-------|-----|--------|---------------------|-------|-----|--------|-------------------|
|              | 1年未満                | 1－5年  | 5年超 | 合計     | 1年未満                | 1－5年  | 5年超 | 合計     | 2016年<br>12月31日現在 |
| 先渡取引         | 2,230               | 603   | -   | 2,833  | 2,138               | 629   | -   | 2,767  | 3                 |
| スワップ         | 11,279              | 5,094 | -   | 16,373 | 11,264              | 5,368 | -   | 16,632 | (182)             |
| 売買目的通貨デリバティブ | 13,509              | 5,697 | -   | 19,206 | 13,402              | 5,997 | -   | 19,399 | (179)             |

## 42.3 非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ

ヘッジとして分類されないコモディティ・デリバティブの詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ) | 測定単位  | 2017年12月31日現在 |       | 2016年12月31日現在 |       |
|------------|-------|---------------|-------|---------------|-------|
|            |       | 想定元本純額        | 公正価値  | 想定元本純額        | 公正価値  |
| スワップ       |       | (5)           | 479   | (18)          | 52    |
| オプション      |       | 4             | 106   | 4             | 118   |
| 先渡／先物      |       | (54)          | (403) | (45)          | (406) |
| 電力         | TWh   | (55)          | 182   | (59)          | (236) |
| スワップ       |       | 894           | (132) | 8,253         | 114   |
| オプション      |       | (68)          | 171   | 338           | 38    |
| 先渡／先物      |       | 19,784        | 57    | (4,169)       | (205) |
| ガス         | 百万サーム | 20,610        | 96    | 4,422         | (53)  |
| スワップ       |       | 3,400         | 94    | 11,159        | 27    |
| オプション      |       | 1,920         | 3     | (247)         | (14)  |
| 先渡／先物      |       | 108           | (3)   | (10)          | (2)   |
| 石油製品       | 千バレル  | 5,428         | 94    | 10,902        | 11    |
| スワップ       |       | (1)           | (151) | -             | (205) |
| オプション      |       | 3             | (1)   | -             | -     |
| 先渡／先物      |       | 4             | 9     | 45            | 105   |
| 運賃         |       | (4)           | 17    | 7             | 31    |

|                    |      |        |       |       |       |
|--------------------|------|--------|-------|-------|-------|
| 石炭および運賃            | 百万トン | 2      | (126) | 52    | (69)  |
| スワップ               |      | 43     | -     | 113   | -     |
| オプション              |      | -      | -     | -     | -     |
| 先渡／先物              |      | 35,583 | (57)  | 2,906 | (42)  |
| 二酸化炭素              | 千トン  | 35,626 | (57)  | 3,019 | (42)  |
| スワップ／オプション         |      |        | (56)  |       | 258   |
| 先渡／先物              |      |        | (346) |       | (308) |
| その他のコモディティ         |      |        | (402) |       | (50)  |
| 組込コモディティ・デリバティブ    |      |        | -     |       | 1     |
| 非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ |      |        | (213) |       | (438) |

これらは主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれる契約を含む。

## キャッシュ・フローその他の情報

### 注記43. キャッシュ・フロー

#### 43.1 運転資本の変動

(単位：百万ユーロ)

|                         | 2017年度 | 2016年度  |
|-------------------------|--------|---------|
| 棚卸資産の変動                 | 543    | 6       |
| 公共電力サービス拠出金（CSPE）債権の変動  | 499    | (9)     |
| 営業債権の変動                 | 636    | (1,487) |
| 営業債務の変動                 | 550    | 91      |
| その他の債権および債務の変動（CSPEを除く） | (752)  | (536)   |
| 運転資本の変動                 | 1,476  | (1,935) |

#### 43.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)

|               | 2017年度   | 2016年度   |
|---------------|----------|----------|
| 無形資産の取得       | (1,165)  | (1,038)  |
| 有形資産の取得       | (14,329) | (13,217) |
| 固定資産未払金の変動    | 747      | (142)    |
| 無形および有形資産への投資 | (14,747) | (14,397) |

### 注記44. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2017年12月31日現在の当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与および受取）を示している。コミットメントの金額は割引前の契約価額に相当する。



#### 44.1 コミットメント（付与）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

| （単位：百万ユーロ）      | 注記     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------|--------|---------------|---------------|
| 業務コミットメント（付与）   | 44.1.1 | 44,705        | 46,560        |
| 投資コミットメント（付与）   | 44.1.2 | 17,222        | 18,605        |
| 資金供与コミットメント（付与） | 44.1.3 | 5,123         | 5,535         |
| コミットメント（付与）合計   |        | 67,050        | 70,700        |

ほぼすべての場合、これらは双務契約であり、関連する第三者が、営業、投資、財務活動に関連して当グループに資産またはサービスの供給を行う契約義務を負っている。

##### 44.1.1 業務コミットメント（付与）

2017年12月31日現在で当グループが付与した業務コミットメントは以下の通りである。

| （単位：百万ユーロ）                  | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------------|---------------|---------------|
| 燃料およびエネルギー購入コミットメント(1)      | 26,728        | 32,669        |
| 業務契約履行コミットメント（付与）           | 13,739        | 10,260        |
| 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント | 4,238         | 3,631         |
| 業務コミットメント（付与）合計             | 44,705        | 46,560        |

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

##### 44.1.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、当グループは、電力、ガス、その他エネルギーおよびコモディティ、ならびに核燃料を最長で20年間購入する長期契約を締結している。

当グループはまた、一定数の発電業者との間で、発電所の資金拠出により長期購入契約を締結している。

2017年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のように到来する。

| （単位：百万ユーロ）             | 2017年12月31日現在 |       |       |       |       | 2016年12月31日現在 |
|------------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|---------------|
|                        | 期限            |       |       |       |       | 合計            |
|                        | 合計            | 1年未満  | 1－5年  | 5－10年 | 10年超  |               |
| 電力購入および関連サービス(1)       | 9,767         | 1,601 | 3,310 | 2,274 | 2,582 | 9,267         |
| その他エネルギーおよびコモディティ購入(2) | 391           | 83    | 213   | 95    | -     | 662           |
| 核燃料購入                  | 16,570        | 1,414 | 6,151 | 5,285 | 3,720 | 22,740        |
| 燃料およびエネルギー購入コミットメント    | 26,728        | 3,098 | 9,674 | 7,654 | 6,302 | 32,669        |

(1) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2017年12月31日現在606百万ユーロ（2016年12月31日現在643百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記44.1.1.1.4を参照）。

燃料およびエネルギー購入の減少は、主に、Framatome取得後のグループ内コミットメント部分およびEDFの核燃料購入コミットメントの減少に係している。

#### 44.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主にEDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、これらのコミットメントの多くはガスおよび石炭を使用して発電された電力を購入するコミットメントを行っている島部エネルギー・システム(SEI)向けである。

上記の義務に加え、また、2000年2月10日付法律第10条に基づいて、フランス本土でEDFは、発電会社の要請により、また、一定の技術的特徴への準拠を条件として、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所および小型水力発電所、太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務を負っている。この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2017年度の合計は47TWh（2016年度は43TWh）で、これには、熱電併給に係るもの6TWh（2016年度は6TWh）、風力発電に係るもの23TWh（2016年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの9TWh（2016年度は8TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2016年度は3TWh）が含まれている。

#### 44.1.1.1.2 その他エネルギーおよびコモディティ購入

その他エネルギーおよびコモディティ購入コミットメントは、主として化石燃料発電所を運営するための石炭および石油ならびにDalkiaが事業の過程で使用するバイオマス燃料購入に関係している。

#### 44.1.1.1.3 核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFグループの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

これらのコミットメントの2017年度における減少は、主に、Framatome取得（注記3.2を参照）および、EDFがFramatomeの重要顧客である状況でグループ内コミットメントが相殺消去されたことに起因している。

#### 44.1.1.1.4 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは主にEdisonおよびEDFによって引き受けられている。2017年12月31日現在の両社に関する数量は以下の通りである。

| (単位：10億立方メートル) | 2017年12月31日現在 |      |      |     | 2016年12月31日現在 |
|----------------|---------------|------|------|-----|---------------|
|                | 合計            | 期限   |      |     | 合計            |
|                |               | 1年未満 | 1－5年 | 5年超 |               |
| Edison         | 154           | 14   | 43   | 97  | 167           |
| EDF            | 24            | 1    | 7    | 16  | 26            |

Edisonは、ロシア、リビア、アルジェリアおよびカタールからの年間総供給量144億立方メートルを上限とする天然ガス輸入契約を締結している。これらの契約の期限は3年から18年の多様な期間となっている。

Terminale GNL Adriaticoとの間の契約では、Edisonはまた、每期約100百万ユーロの割増価格で、2034年までそのターミナルの再ガス化能力の約80%の便益を受ける。

## 44.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2017年12月31日現在、これらのコミットメントの期限は以下のように到来する。

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年12月31日現在 |       |       |       | 2016年12月31日現在 |
|----------------------|---------------|-------|-------|-------|---------------|
|                      | 合計            | 期限    |       |       | 合計            |
|                      |               | 1年未満  | 1－5年  | 5年超   |               |
| 業務保証（付与）             | 7,074         | 3,215 | 2,294 | 1,565 | 5,883         |
| 業務購入コミットメント(1)       | 6,460         | 3,655 | 2,117 | 688   | 4,212         |
| その他の業務コミットメント        | 205           | 84    | 102   | 19    | 165           |
| 業務契約履行コミットメント(付与)(2) | 13,739        | 6,954 | 4,513 | 2,272 | 10,260        |

(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。

(2) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2017年12月31日現在835百万ユーロ（2016年12月31日現在1,121百万ユーロ）を含む。

業務契約履行コミットメント（付与）の増加は、Framatome事業の連結（注記3.2を参照）に関連している。

## 44.1.1.2.1 業務保証（付与）

業務保証（付与）の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------------|---------------|---------------|
| EDF                    | 2,270         | 1,612         |
| EDF Énergies Nouvelles | 1,363         | 1,617         |
| Edison                 | 1,215         | 1,432         |
| EDF Energy             | 732           | 630           |
| Framatome              | 714           | -             |
| その他の企業                 | 780           | 592           |
| 合計                     | 7,074         | 5,883         |

業務保証（付与）の2016年12月31日からの変動は、主にFramatome取得における保証の移転に起因している。

## 44.1.1.2.2 業務購入コミットメント

業務購入コミットメントの内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|---------------|
| EDF        | 2,480         | 2,434         |
| Framatome  | 1,878         | -             |
| EDF Energy | 627           | 608           |
| Enedis     | 601           | 598           |
| その他の企業     | 874           | 572           |
| 合計         | 6,460         | 4,212         |

業務購入コミットメントの増加は、Framatome取得に関連している。

## 44.1.1.3 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント

2017年12月31日現在、賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメントの内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                  | 2017年12月31日現在 |      |       |       | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------------|---------------|------|-------|-------|---------------|
|                             | 合計            | 期限   |       |       | 合計            |
|                             |               | 1年未満 | 1－5年  | 5年超   |               |
| 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント | 4,238         | 748  | 1,923 | 1,567 | 3,631         |

当グループは、賃借人として、主に事業の過程で使用される建物、設備、土地および車両ならびにトレーディング業務のための海上貨物運送契約につき、解約不能なオペレーティング・リース契約を締結している。関連する賃借料については、契約に定められた間隔毎に再交渉が行われている。オペレーティング・リースは、主にEDF、EDF Énergies NouvellesおよびEnedisに関連している。

## 44.1.2 投資コミットメント（付与）

2017年12月31日現在の投資コミットメントの詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年12月31日現在 |       |       |     | 2016年12月31日現在 |
|----------------------|---------------|-------|-------|-----|---------------|
|                      | 合計            | 期限    |       |     | 合計            |
|                      |               | 1年未満  | 1－5年  | 5年超 |               |
| 有形および無形資産購入関連コミットメント | 15,827        | 6,798 | 8,224 | 805 | 17,351        |
| 金融資産購入関連コミットメント      | 569           | 390   | 173   | 6   | 406           |
| 投資に関連するその他のコミットメント   | 826           | 411   | 415   | -   | 848           |
| 投資コミットメント（付与）合計(1)   | 17,222        | 7,599 | 8,812 | 811 | 18,605        |

(1) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2017年12月31日現在428百万ユーロ（2016年12月31日現在548百万ユーロ）を含む。

## 44.1.2.1 有形および無形固定資産購入関連コミットメント

有形および無形固定資産購入関連コミットメントは以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------------|---------------|---------------|
| EDF                    | 4,689         | 7,556         |
| EDF Energy             | 6,428         | 5,837         |
| Enedis                 | 2,383         | 2,621         |
| EDF Énergies Nouvelles | 1,242         | 977           |
| Framatome              | 562           | -             |
| その他の企業                 | 523           | 360           |
| 合計                     | 15,827        | 17,351        |

EDFが付与した有形および無形固定資産購入コミットメントの減少は、主に、Framatome取得により現在はグループ内取引となった取引の相殺消去、およびフラマンヴィル3 EPRプロジェクトの進捗を反映している。EDF Energyが付与したコミットメントの増加は、ヒンクリー・ポイントC原子炉の建設に関する新契約の締結に関連している。

## 44.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

2017年12月31日現在の金融資産購入関連コミットメントの増加は、主に、Gas Natural Vendita Italia (GNVI)の取得によるものである。

2017年10月13日に、EdisonおよびGas Natural Fenosaは、EdisonによるGNVIおよびShah Deniz IIガス契約の取得に関する法的拘束力を持つ契約に署名した。

Edisonは、イタリア全土で天然ガスおよび電力を供給するGas Natural Fenosaの子会社であるGNVIの資本の100%を取得する。購入価額は、263百万ユーロの企業価値から債務返済後かつ引当金計上後の金額に相当する193百万ユーロに決定されている。

Gas Natural Vendita Italiaの取得は、欧州競争当局の認可を条件とし、当該認可は2018年2月6日に得られた。当該取引は2018年度上半期中に完了する見込みである。

当該契約の一環として、またGas Natural Vendita Italia取得の完了を条件として、Edisonはまた、11TWhの長期ガス供給契約をShah Deniz IIガス田から取得する予定である。Shah Deniz IIからのガス輸入は、Trans Adriatic Pipeline (TAP)が完成すれば、2020年度末に開始する見込みである。

評価できない主な株式購入コミットメントはEDF Luminusに関連している。

EDF Luminusは、2015年10月26日に修正株主協定に署名しており、そこでは、同社の少数株主が保有する投資について、EDFの支配下にある一定の条件下で、その株式のIPOを通じた売却または当グループによるその株式の市場価格での購入に帰結する流動性条項を定めている。この流動性条項は、2018年7月1日から2025年12月31日まで、随時有効である。

EDF Investissements Groupe(EIG)への投資について、C3 (EDFの完全子会社)とNBI (Natixisグループの子会社であるNatixis Belgique Investissement)は、EIGに対する両社の投資に関する契約を、2014年2月12日に修正した。

C3は、現在、NBIが保有するEIG持分を固定価格で購入するコール・オプションを有しており、これは2021年5月まで随時行使可能である。一方、NBIは自らのEIG持分を固定価格の現金ですべてEDFに売却できるプット・オプションを有しており、これは一定の条件下で2019年2月から2020年5月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第32号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3のコール・オプションはデリバティブとして扱われ、その正味価額が、売買目的デリバティブの正または負の公正価値に含まれている。2017年12月31日現在、これらの売買目的デリバティブの公正価値は重要ではなかった。

#### 44.1.2.3 投資に関するその他のコミットメント

2017年12月31日現在の投資に関するその他のコミットメント（付与）は、主に、ブラジルのテレスピレス川の水力発電ダムの建設と運営を担当する会社であるCESに対する51%投資に関連してEDF Norte Fluminenseによって付与された保証、および、不動産投資プロジェクトの一環としての親会社保証（付与）から構成されている。

#### 44.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2017年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント（付与）は、以下のものから成る。

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年12月31日現在 |      |      |       | 2016年<br>12月31日現在 |
|----------------------|---------------|------|------|-------|-------------------|
|                      | 期限            |      |      |       | 合計                |
|                      | 合計            | 1年未満 | 1－5年 | 5年超   |                   |
| 不動産担保権               | 4,250         | 76   | 731  | 3,443 | 4,637             |
| 借入金関連保証              | 613           | 349  | 144  | 120   | 644               |
| その他資金供与コミットメント       | 260           | 245  | 15   | -     | 254               |
| 資金供与コミットメント(付与)合計(1) | 5,123         | 670  | 890  | 3,563 | 5,535             |

(1) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2017年12月31日現在692百万ユーロ（2016年12月31日現在673百万ユーロ）を含む。これらの共同支配企業への資金供与コミットメントは主にEDF Énergies Nouvellesに関連している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Énergies Nouvellesに関する、有形資産の担保権または抵当権、および有形固定資産を所有する連結子会社への投資を表す株式に関係する。

#### 44.2 コミットメント（受取）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（受取）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

| （単位：百万ユーロ）              | 注記     | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-------------------------|--------|---------------|---------------|
| 業務コミットメント（受取）(1)        | 44.2.1 | 3,635         | 3,430         |
| 投資コミットメント（受取）           | 44.2.2 | 214           | 3,663         |
| 資金供与コミットメント（受取）         | 44.2.3 | 72            | 24            |
| <b>コミットメント（受取）合計(2)</b> |        | <b>3,921</b>  | <b>7,117</b>  |

(1) エネルギーおよび関連サービスの供給に関連するコミットメントは除外している（注記44.2.1.4および44.2.1.5を参照）。

(2) 注記38.2.5に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

##### 44.2.1 業務コミットメント（受取）

2017年12月31日現在の当グループの業務コミットメント（受取）の内訳は、以下のとおりである。

| （単位：百万ユーロ）                  | 2017年12月31日現在 |              |              |            | 2016年<br>12月31日現在 |
|-----------------------------|---------------|--------------|--------------|------------|-------------------|
|                             | 合計            | 期限           |              |            | 合計                |
|                             |               | 1年未満         | 1－5年         | 5年超        |                   |
| 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント | 780           | 121          | 430          | 229        | 911               |
| 業務販売コミットメント                 | 1,326         | 181          | 750          | 395        | 829               |
| 業務保証（受取）                    | 1,483         | 1,042        | 253          | 188        | 1,637             |
| その他の業務コミットメント（受取）           | 46            | 16           | 22           | 8          | 53                |
| <b>業務コミットメント（受取）</b>        | <b>3,635</b>  | <b>1,360</b> | <b>1,455</b> | <b>820</b> | <b>3,430</b>      |

##### 44.2.1.1 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント

当グループは賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメントから780百万ユーロの利益を得ている。

これらのコミットメントの大部分はIFRIC第4号「契約にリースが含まれるか否かの判断」によってオペレーティング・リースとして分類された契約から生じたものである。これらの契約は主にアジアの独立系発電所（IPP）および不動産のリースに関係している。

##### 44.2.1.2 業務販売コミットメント

業務販売コミットメント（受取）は、基本的にEDF Énergies Nouvellesに関係しており、運営サービス、保守サービス、ならびに、仕組資産の開発および売却契約に関連している。

##### 44.2.1.3 業務保証（受取）

業務保証（受取）は、基本的にEDFに関係しており、特にARENHシステムに基づく引渡しに関連して供給業者から受け取った保証に関連している。

## 44.2.1.4 電力供給コミットメント

EDFグループは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ 新電力市場組織に関するフランスの「NOME」法の実施により、EDFは、「従来型の」原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。

## 44.2.1.5 再ガス化能力および関連サービスの販売コミットメント

ダンケルク・メタン・ターミナルは2017年度初頭に商業運転を開始した。このターミナルには年間約130億立方メートルの再ガス化能力がある。

Totalグループは、Dunkerque LNGから、期間20年、合計固定量400億立方メートルを対象とする液化天然ガス（LNG）の再ガス化能力を購入している。このうち85億立方メートルは、一定の制約条件の下で、EDFに譲渡可能である。

## 44.2.2 投資コミットメント（受取）

| (単位：百万ユーロ)    | 2017年12月31日現在 |      |      |     | 2016年<br>12月31日現在 |
|---------------|---------------|------|------|-----|-------------------|
|               | 合計            | 期限   |      |     | 合計                |
|               |               | 1年未満 | 1－5年 | 5年超 |                   |
| 投資コミットメント（受取） | 214           | 20   | 72   | 122 | 3,663             |

2017年度上半期における投資コミットメントの減少は、資産処分計画の一環として2016年12月31日より前に開始された取引の完了を反映している（注記3.4を参照）。

2016年12月31日の投資コミットメント（受取）は、主にCTEを経由した子会社RTEの49.9%の将来の売却に関連するコミットメント2,566百万ユーロを含む。その他の重要な投資コミットメント（受取）は、EDF Démász ZrtならびにEDF Tradingの石炭売買および輸送事業の将来の売却に関係している。

Exelon との間で2013年7月29日に締結し2014年4月1日に確定した契約の条件に基づいて、EDFは、CENGに対する保有持分を公正価値でExelonに売却するオプションを有しており、これは2016年1月から2022年6月まで行使可能である。その特徴から、このコミットメントの2017年12月31日現在の評価額はゼロとされている。

## 44.2.3 資金供与コミットメント（受取）

| (単位：百万ユーロ)      | 2017年12月31日現在 |      |      |     | 2016年<br>12月31日現在 |
|-----------------|---------------|------|------|-----|-------------------|
|                 | 合計            | 期限   |      |     | 合計                |
|                 |               | 1年未満 | 1－5年 | 5年超 |                   |
| 資金供与コミットメント（受取） | 72            | 51   | 1    | 20  | 24                |

## 注記45. 偶発債務

注記4.2に記載した事項に加え、2017年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

### 45.1 税務調査

#### EDF

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は当社が支給する業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てた。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に関係する問題であったため、RTE、Enedis およびÉlectricité de Strasbourgならびに他の企業にも関係した。2017年11月22日付の2件の判決において、国務院は、当社の立場の正当性を明確に追認し、これらの引当金が損金算入可能な性質であることを認めて、関連するすべての訴訟を終了した。

2008年度から2015年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。この反復的な再査定は各年に適用され、2017年12月31日現在では、法人所得税における約536百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年9月に、モントルイユ行政裁判所は2件の判決を下し、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。

2012年度から2015年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税（Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises）に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

#### EDF International

EDF Internationalの2009年度から2014年度の税務調査の結果、フランスの税務当局は、British Energy取得資金の借換のために発行した転換社債の評価に疑義を唱えた。関連する金額は総額約310百万ユーロである。EDF Internationalはこれらの更正に異議を申し立てており、この争いに勝つ可能性が高いと考えている。

### 45.2 労働訴訟

EDFは、主に労働時間について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、当グループの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある（ただし当該リスクは、2016年度に就業日数の固定に関する契約を締結したことにより軽減されている）。

### 45.3 ENEDIS－太陽光発電業者との訴訟

フランスの当局が2010年秋に太陽光電力買取価格の引下げを予定している旨を公表したことによって、接続申請が急増した（その時点で適用可能な料金は完全な接続申請の提出日に依存していたため）。その後いくつかの省令が発表されて買取価格は引き下げられた。

これらの価格引下げは接続申請の流れを止めるには不十分であったため、政府は、2010年12月9日付政令によって、3か月間にわたり新規契約の締結を一時的に停止し、2010年12月2日までに要請に係る財務的および技術的提案の承認を受けていなかった場合には、新規の接続／契約申請は当該3か月の期間末に提出しなければならない旨を明記した。

こうした状況の結果、一時停止前の購入義務価格を適用する権利を失った一定数の生産者は、より有利な電力購入条件の恩恵が受けられるように電力網運営者が適時に技術的および財政的接続の提案を行わなかったと主張して、非接続地域における配電網運営者としてEDFを、また、フランス本土の電力網運営者としてEnedisを提訴した。

第一審の中にはすべての請求を棄却したものがある一方で損害賠償を認めたものもある。

EDFおよびEnedisは民事責任保険契約の適用を申請したが、保険業者は保険金の支払を拒絶した。2015年6月9日の破毀院の緑色・黄色料金に関する訴訟の判決により、Enedisには責任があることと、保険金が支払われるべきであることが明らかになった。しかしながら、保険業者は、その他の係争事件について如何なる支払いも拒絶し続けた。



2017年3月15日付命令において、欧州連合司法裁判所（CJEU）は、太陽光電力買取料金を定めた2006年7月10日および2010年1月12日付決定が、政府補助金の特性を示す4つの基準のうちの1つ「国家による介入または国家資源の利用」に該当することを確認した。同裁判所は、委員会への事前通知なしに実施された当該支援措置を違法であるとした。現在、本件は、特にこれらの違法な決定の適用を禁止することにより、当該命令に沿った判決を下すべく、国内裁判所に付託されている。

フランスの商業裁判所および控訴裁判所は、数か月以内に決定を下す見込みである。

EDFとEnedisはその責任について異議を唱えており、また：

- ・ 「一連の損失」として知られる同一の技術的原因による同一の損害事象（2010年8月24日から31日までに行われた接続／契約申請）に関連して保険業者に行ったすべての請求に関する団体保険について訴訟を提起することを決定した。
- ・ 両社に最も不利な判決が下された第一審に対して控訴している。
- ・ CJEUの命令は、生産者の不利益が違法な決定に起因していることから法的に賠償可能ではないと主張するための論拠とされている。

#### 45.3.1 SUN'R

2012年6月21日にSUN'Rは、フランスの競争当局であるADLCとともに、EDFおよびEnedisに対して、暫定措置の申請と同時に不服申立てを行った。SUN'Rは太陽光発電施設の接続に関連する手続きの遅延についてEnedisを、また、購入義務契約の設定および関連する請求書の支払いの遅延についてEDFを訴えた。加えて、SUN'Rは、EDF ENRがEnedisによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たと主張している。

2013年2月14日付決定において、ADLCはSUN'Rによる暫定措置に関するすべての申請を退けることとしたが、本件の調査を継続することを決定した。

2018年1月12日に、ADLCの調査部門は、EDF、EnedisおよびRTEによる反競争的な実務が存在しないことを理由に本件を棄却するとの提案を当事者に送った。この提案は、ADLCの将来の最終決定を示唆するものではない。

これまでに、2012年のADLCに対する不服申立てと同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および規定に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびEnedisに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付決定において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

2015年4月30日、SUN'Rは、EnedisおよびEDF SAに対し、太陽光発電所プロジェクトを配電網へと接続する過程の遅延によりSUN'Rが被ったとされる損害に対する補償を求め、パリ商業裁判所において訴訟を提起した。SUN'Rは、当該裁判所に、ADLCによる本案の決定に関する審議中の訴訟手続の延期を求め、これに係る損失に対する将来の補償金の暫定額約10百万ユーロを請求した。2016年11月7日付決定において、パリ商業裁判所はSUN'Rの暫定補償金の請求を却下して、本案についてのADLCの決定が発表されるまで手続きを停止した。

2015年11月24日、Sun West、Azimut 56およびJB Solarは、同じ理由によりパリ商業裁判所においてEnedisおよびEDF SAを提訴した。これらの会社は、現在、申し立てた損失に対する約4百万ユーロの補償金を請求しているが、当該裁判所に、ADLCによる本案に関する決定が下されるまで審議中の訴訟手続の停止を求めた。2017年12月4日付判決において、パリ商業裁判所は、Sun West、Azimut 56およびJB Solarによる暫定補償金の請求を却下して、本案についてのADLCの決定が発表されるまで手続きを停止した。

#### 注記46. 売却目的保有資産および関連する負債

（単位：百万ユーロ）

|                 | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------|---------------|---------------|
| 売却目的保有資産        | -             | 5,220         |
| 売却目的保有資産に関連する負債 | -             | 2,109         |

2016年12月31日現在からの売却目的保有資産および関連負債の減少は、処分計画に基づく以下の取引によるものである。

- ・ CTEの貸借対照表項目（主にRTE株式および社債から構成される）の49.9%のCaisse des DépôtsおよびCNP Assurancesへの売却（注記3.4.1を参照）。
- ・ EDF Polskaの資産の売却（注記3.4.2を参照）。
- ・ EDF Démászの資産の売却（注記3.4.3を参照）。
- ・ EDF Tradingの石炭売買および輸送事業の売却（注記3.4.4を参照）。

## 注記47. EDFの専用資産

### 47.1 規制

フランスの環境法典第L-594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、上記に定義された長期原子力費用の現在価値に相当する引当金の価額を上回することを要求している。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付政令は保険法を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場有価証券もまた一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの措置を含む。

- ・ 専用資産の実現可能価額が関連する引当金の額の110%未満である場合には、専用資産への年次配分は、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

一定の条件を満たす場合、2016年12月19日付政令は、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を2017年12月31日現在で専用資産ポートフォリオに配分することを認めている（注記47.2.2を参照）。

### 47.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、2013年度に取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Invest部門が管理している。EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ・ファンド）がある。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示すフランス政府が認めた債権全額を専用資産に配分した。

この金融債権は、2015年12月31日現在の財務諸表において、専用資産に未配分の見積額644百万ユーロの追加により、増加した。この金額は、2013年度のはじめから2015年度末の間に生じた補償不足額に相当するものであり、2016年1月26日の政府書簡によって、国に認められている。この政府書簡に従って、金融債権合計の利息は1.72%であり、2020年度後半に終了する改訂スケジュールに基づいて返済される。このスケジュールは、2015年度に係る不足額のCREによる確認に基づいて、2016年12月2日付省令に定められている。

EDFは2016年12月22日にこの金融債権の26.4%（2013年度と2015年度の間の補償不足額に相当する追加の債権を含む）を投資家団に譲渡した。

そのため全体として専用資産に配分される債権の非譲渡部分の実現可能価額は同日現在の譲渡価格によって計算される。

専用資産に配分されたCSPE債権の部分の譲渡による受取額（894百万ユーロ）は、受取払戻額と同様に、専用資産に再投資されている（注記3.7.4を参照）。

#### 47.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドから構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよび当グループが自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（当グループは当該ファンドの管理には関与しない）。

この投資は戦略的配分に従って構築・管理されており、国際的な株式市場のサイクル（株式市場のサイクルと債券市場のサイクルとの間および地域間のサイクルに一般的に観察される統計的な逆相関によって、当グループは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

その結果、会計目的上、このポートフォリオは全体として、すべての資金を合わせてキャッシュ・フロー生成額を金融資産のグループとして扱うことにより評価されている。これにより、負債との法的対応および重要な支払時期が遠い将来である（支払は2150年を超える期間に及ぶ）ことをはじめとする、専用資産ポートフォリオの特性との整合性が確保されている。

年度末現在で専用資産は、貸借対照表上に売却可能金融資産として清算価値で計上されている。専用資産ポートフォリオに固有の財務特性を勘案して、当グループは、このポートフォリオの構成に適した減損の兆候を考慮すべきかどうかの決定に当たり判断を行っている。

これにより当グループは取得価額と比較すべき長期的な価額の下落の評価の基礎として5年間を採用している。この期間は株式市場に関する統計的見積の範囲の下限である。加えて、当グループは、このポートフォリオに使用される資産/負債管理モデルの統計的観察に基づき、そのポートフォリオの価額がその取得価額より40%以上下落した場合、専用資産の減損は重要であると考えている。

これらの一般的な減損の規準と併せて、業務用資産のモニタリングの過程で、当グループは、その統治機関が定義し、監督する長期の特別な管理規則（投資割合の上限、ボラティリティの分析および個々のファンド・マネージャーの質の評価）を通して、判断を行っている。

#### 47.2.2 非上場資産（EDF Invest）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティ・ファンドへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2017年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は5,408百万ユーロの実現可能価額で評価されており、具体的には以下から構成されている。

- ・ 2007年2月23日付政令を改訂する2016年12月19日付政令2016-1781に準拠した、RTEを所有する共同支配企業であるCTEの当グループ持分50.1%。2017年12月31日現在、当該株式の金額は2,705百万ユーロである（2016年12月31日現在、CTE株式の75.93%について、3,905百万ユーロ）（注記3.4.1を参照）。
- ・ 連結貸借対照表の売却可能金融資産に表示された、TIGF、Porterbrook、AutostradeおよびQ-Parkに対する当グループの投資。
- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示されたMadrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'AzurおよびCentral Sicafに対する当グループの投資。

#### 47.3 EDFの専用資産ポートフォリオの評価

以下の表は専用資産の性質別内訳である。

| (単位：百万ユーロ)         | 連結貸借対照表<br>表示         | 2017年12月31日現在 |        | 2016年12月31日現在 |        |
|--------------------|-----------------------|---------------|--------|---------------|--------|
|                    |                       | 帳簿価額          | 実現可能価額 | 帳簿価額          | 実現可能価額 |
| 株式                 |                       | 9,942         | 9,942  | 8,010         | 8,010  |
| 負債商品               |                       | 9,282         | 9,282  | 6,866         | 6,866  |
| 現金ポートフォリオ          |                       | 104           | 104    | 900           | 900    |
| 専用資産－株式および負債商品     | 売却可能金融資産              | 19,328        | 19,328 | 15,776        | 15,776 |
| デリバティブ             | デリバティブの公正価値           | 30            | 30     | (18)          | (18)   |
| その他                | 売却可能金融資産              | -             | -      | -             | -      |
| 株式および債券の分散投資       |                       | 19,358        | 19,358 | 15,758        | 15,758 |
| CSPE債権(1)          | 貸付金および金融債権            | 3,294         | 3,349  | 4,185         | 4,288  |
| デリバティブ             | デリバティブの公正価値           | -             | -      | (2)           | (2)    |
| デリバティブ考慮後CSPE債権    |                       | 3,294         | 3,349  | 4,183         | 4,286  |
| CTE(2)             | 関連会社に対する投資(3)         | 1,241         | 2,705  | 1,852         | 3,905  |
| その他の関連会社           | 関連会社に対する投資(3)         | 893           | 944    | 487           | 537    |
| その他の資産(5)          | 売却可能金融資産およびその他の純資産(5) | 1,716         | 1,759  | 1,191         | 1,191  |
| 非上場資産 (EDF Invest) |                       | 3,850         | 5,408  | 3,530         | 5,633  |
| 専用資産合計(4)          |                       | 26,502        | 28,115 | 23,471        | 25,677 |

(1) 2015年12月31日現在の累積補償不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分および返済スケジュールに従って2017年度に受け取った払戻額を控除した金額からなる債権。CSPE債権の実現可能価額は市場金利に基づき見積られている。

(2) 2017年度はRTE株式100%所有会社であるCTE（旧C25）の50.1%に関する当グループの投資。2016年度はCTEに対する当グループの投資の75.93%。

CTE株式は、連結財務諸表上、その持分の価額で計上されている（表中の帳簿価額）。本表上の実現可能価額は2017年3月31日の売却取引価格に基づいている（注記3.4.1を参照）。

(3) これらの投資を所有する被支配会社の自己資本持分価額を含む。

(4) 2017年12月31日現在、専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することによる影響はない。専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠

して一定の投資の価額を制限することにより、2016年12月31日現在の規制上の実現可能価額は24,312百万ユーロに減額された。

(5) その他の被支配会社の自己資本持分価額を含む。

#### 組成された企業－投資ファンド

表中の「売却可能金融資産」に含まれる当グループの保有する投資ファンド（注記1.3.2.9を参照）は、フランスに所在し、EDFが所有している。当グループはこれらのファンドに対して財務支援を行っていない。

これらの投資ファンドの2017年12月31日現在の資産価額は3,294百万ユーロである（2016年12月31日現在1,548百万ユーロ）。ファンドは主に12本の上場ファンド総額2,906百万ユーロ（2016年12月31日現在9本の上場ファンド総額1,297百万ユーロ）からなる。

#### 47.4 2017年度の専用資産の変動

2017年12月31日現在、規制上の計算を適用した場合、専用資産による引当率は108.5%である。2017年12月31日現在、一定の投資の実現可能価額に係る規制上の制限（政令2007-243）による影響はない。

2016年12月31日現在、規制上の計算を適用した場合、専用資産による引当率は99.8%であった。政令2007-243が定める規制上の制限の適用がない場合には、引当率は105.4%であった。

専用資産からの総引出額は、2017年度に填補すべき長期原子力債務に関連する支払額と同額の378百万ユーロ（2016年度377百万ユーロ）であった。

2016年度に係る規制上の専用資産への配分（政令2007-243（改訂後）第2-IV条により求められる）は、1,095百万ユーロであり、2017年2月10日付政府書簡に準拠して、2017年度上半期中に行われた（2016年度中には配分は行われなかった）。2017年度に係る規制上の専用資産への配分は386百万ユーロであり、2018年度中に行われる予定である。

2017年度は、世界経済の同時成長および金融緩和政策の維持を追い風に上昇した、株式市場にとって注目に値する年であり、金融ポートフォリオは戦略的ベンチマーク指標を上回る極めて良好な成績を達成した。この良好な成績は主に、国債の長期金利が僅かに上昇したため、ユーロ圏中核国の国債に対する感応度およびエクスポージャーに関して保守的なポジションを取ったことによるものであった。信用ポートフォリオもまた、特に銀行劣後債の恩恵を受けてベンチマークを上回った。年間を通じて維持された株式に係る極僅少な超過エクスポージャー、および選定されたアクティブ運用アプローチが利益をもたらした。

2017年3月31日に、EDFは、2016年12月からRTE株式の100%保有会社であったCTEに対する持分の49.9%の売却を完了した。完了以降は、EDFのCTEに対する全投資、すなわち50.1%が専用資産に配分されている（注記3.4.1を参照）。

非上場資産ポートフォリオについては、EDF Investは2017年度中、インフラ、不動産および投資ファンドのポートフォリオの構築を継続した。

2017年7月26日に、EDF Investは、Allianz（60%）、EDF Invest（20%）および投資ファンドであるDIF（20%）から構成されるコンソーシアムによる、Autostrade per l'Italia 資本の6.94%の取得を完了した。同社は欧州最大の高速道路委譲運営者の一社である。

2017年6月および9月に、EDF Investは、Foncière des Régionsのイタリア子会社であるBeni Stabili、およびPredicaとともに、Central Sicafに対する非支配持分を取得した。Central Sicafは、オフィスおよび技術施設のポートフォリオを管理しており、当該ポートフォリオはすべてTelecom Italiaにリースされ、従来はBeni Stabiliがその100%を所有していた。

2017年10月に、EDF Investは、KKR Infrastructureとともに、オランダの駐車場運営者であるQ-Park NVに対する少数持分の取得を完了した。Q-Park NVは欧州最大の駐車場運営者の一社である。

2017年12月に、EDF Investは、L'Orealの高級品部門を主なリース先とする、ルヴァロワ・ペレ所在のEcowest不動産開発部門の50%を取得した。

これらの投資は、TIGF、Porterbrook、MRG、Géosel、CTE（RTE株式会社）、Aéroports de la Côte d'AzurおよびThyssengasを含む他の投資とともに、EDF Investのインフラ区分に配分されている。

2017年度には合計で985百万ユーロの金融ポートフォリオからの純売却益が金融損益に計上された（2016年度428百万ユーロ）。

自己資本に含まれる、債券および株式の分散投資の公正価値と取得原価との差額は、2017年12月31日現在、税引前でプラスの2,118百万ユーロ（2016年12月31日現在1,984百万ユーロ）であった。

当グループによる専用資産ポートフォリオの価値の評価によって2017年度に認識された減損はなかった。

#### 47.5 長期原子力債務の現在原価

原子力発電関連の専用資産の規則が関係するフランスにおける当グループの長期原子力債務は、以下の価額でEDFグループの連結財務諸表に含まれている。

| (単位：百万ユーロ)                      | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| 使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分 | 983           | 820           |
| 放射性廃棄物長期管理引当金(1)                | 8,814         | 8,966         |
| 廃棄物除去および調整引当金                   | 726           | -             |
| 原子力発電所廃炉引当金                     | 14,920        | 14,122        |
| 炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来費用部分      | 467           | 450           |
| <b>長期原子力債務の現在原価</b>             | <b>25,910</b> | <b>24,358</b> |

(1) 2016年12月31日現在、放射性廃棄物長期管理引当金は、廃棄物除去および調整引当金581百万ユーロを含んでいた。

#### 47.6 FRAMATOMEおよびSOCODEIの専用資産

フランスの基本的原子力施設（INB）に関連するFramatomeおよびSOCODEIの専用資産は、その実現可能価額がそれぞれ84百万ユーロおよび49百万ユーロであり、規制上の引当率は、Framatomeが103.9%、SOCODEIが114.7%であった（EDFグループのフランスにおける原子力引当金向け割引率およびインフレ率を使用して計算された－注記30を参照）。

専用資産の規則が関係するフランスにおけるこの両社の長期原子力債務は、Framatomeが81百万ユーロ、SOCODEIが43百万ユーロの金額をもって、EDFグループの連結財務諸表に含まれている（注記30を参照）。

## 注記48. 関連当事者

関連当事者との取引の詳細は、以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ) | 関連会社<br>および共同支配企業 |                 | 共同支配事業          |                 | フランス政府<br>または国有企業(1)(2) |                 | グループ合計          |                 |
|------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|            | 2017年<br>12月31日   | 2016年<br>12月31日 | 2017年<br>12月31日 | 2016年<br>12月31日 | 2017年<br>12月31日         | 2016年<br>12月31日 | 2017年<br>12月31日 | 2016年<br>12月31日 |
| 売上高        | 580               | 547             | -               | -               | 1,549                   | 1,328           | 2,129           | 1,875           |
| エネルギー購入    | 3,817             | 3,651           | 4               | 4               | 2,313                   | 2,418           | 6,134           | 6,073           |
| 対外購入       | 9                 | 4               | 4               | 4               | 1,163                   | 1,065           | 1,176           | 1,073           |
| 金融資産       | 238               | 106             | -               | -               | -                       | -               | 238             | 106             |
| その他の資産     | 729               | 575             | -               | -               | 596                     | 754             | 1,325           | 1,329           |
| 金融負債       | -                 | -               | -               | -               | -                       | -               | -               | -               |
| その他の負債     | 1,282             | 1,106           | 1               | -               | 552                     | 880             | 1,835           | 1,986           |

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

(2) 2017年12月31日付の当グループによるFramatome取得（注記3.2を参照）の結果、当グループとFramatomeとの間の資産および負債は期末日現在で消去されているが、収益および費用の一部は依然として2017年度の関連当事者に含まれている。

## 48.1 連結範囲に含まれる企業との取引

主要な関連会社（CTE（RTE所有会社）、CENG、TaishanおよびAlpiq）との間の取引については注記23に記載している。

その他の関連会社、共同支配企業および当グループとの間の共同支配の取決めにおけるパートナー企業との取引は、主に売上高およびエネルギー購入から構成されている。

## 48.2 フランス政府および国有企業との関係

## 48.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2017年12月31日現在EDFの資本の83.50%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）または議会による監査、およびフランス財務監督局（*Inspection Générale des Finances*）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

EDFはまた、他の発電会社と同様に、発電および電力負荷制限の目的を定める2016年10月27日付政令において制定された複数年のエネルギー・プログラムに参加している。

最後に、フランス政府は、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、フランスのエネルギー法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金の水準の設定をはじめとする電力およびガス市場の規制を通じた介入を行う。

#### 48.2.2 Engieとの関係

EDFとEngie、および、それぞれ配電とガス配送のサービス子会社であるEnedisとGRDFが共有する共同サービス機能はフランスのエネルギー法第L.111-71条に定められている。配電とガス配送セクターにおける目的は、構築物の建設、現場のプロジェクト管理、ネットワーク運営および保守、ならびに、計測業務である。このサービス機能自体は法的企業ではない。

#### 48.2.3 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびFramatome）に関するものである。EDFグループは2017年12月31日付でFramatomeを取得し（注記3.2を参照）、同社との関係は同日まで続いていた。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

Framatomeとの取引については、注記3.2に記載している。

#### サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするAREVA Mines（現Orano Mining）の契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするAREVA NC（現Orano Cycle）の契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、2016年9月29日に、EDFとAREVA（Orano）は、AREVA Mines（Orano Mining）との間のウラン契約、AREVA NC（Orano Cycle）との間の転換契約および濃縮契約に署名した。

#### サイクルの最終段階

EDFとAREVA（Orano）との間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記29.1.1に記載されている。

#### Framatomeとの関係

2014年12月に、EDFとFramatomeは、2015年から2021年の期間に係る濃縮ウラン燃料集合体の供給に関する契約に署名した。

これとは別に、Framatomeとの間で、フラマンヴィル3 EPR向け初期炉心集合体の供給に関する契約が署名された。

また、制御ロッドクラスタの供給に関する契約も、2018年から2020年の期間に関し、Framatomeとの間で署名された。

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、EDFはFramatomeとの製造契約に署名した。

EDFとFramatomeは、900MW、1,300MWおよびN4型の原子力発電所に関する以下の主契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および計装制御システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約
- ・ 2017年中頃におけるAREVAの知的財産のEDFによる使用権に関する枠組み契約。この契約は、原子力発電所に関して2017年12月に署名した契約等の個別契約を通じて適用される。
- ・ 2017年度後半における蒸気供給システムに関連したエンジニアリング、設計および生産サービスの提供に関する財務上のコミットメントを伴わない枠組み契約。

2013年度に、EDFとFramatomeは、フラマンヴィルのEPR蒸気供給システムに関する2007年の当初契約に係る2件の修正契約（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

#### 48.3 経営者報酬

当社の主要な経営および統治責任者は会長兼CEO、執行委員会委員（2017年度中継続して、または期中に執行委員会に参加した場合にはその任命日以降）、および取締役である。従業員を代表する取締役は職務に対する報酬を受け取っていない。



EDFおよび被支配会社によって当グループの主要な経営および統治責任者に対して支払われた2017年度の報酬総額は12.2百万ユーロ（2016年度12.1百万ユーロ）であった。この金額は、短期給付（基本給、業績連動報酬、利益分配および現物給付）、該当する場合には特別IEG雇用後給付および対応する雇用者拠出分に加えて取締役報酬をカバーしている。

任期終了時に退職金の支給を受けられる会長兼CEOを除き、取締役は、契約による交渉によらない限り、他の特別年金制度、就任時賞与または退職金受給権の給付を受けていない。

## 注記49. 環境

### 49.1 温室効果ガス排出権

欧州は京都議定書の批准に際して、温室効果ガス削減を確約した。EU指令2003/87/ECは2005年1月1日から運用されている欧州連合についての温室効果ガス排出枠制度を定めた。

この制度は国内法に取り入れられている。この制度は特に義務を負う参加者（EDFが該当する）に毎年、その年度の排出量に応じた温室効果ガス排出クレジットを政府に提出することを要求している。この指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスおよび英国を含む数か国における排出権の無償割当の中止である。

EDFグループ内でこの指令の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびEDF Luminusである。

2017年度に、当グループは、2016年度中に発生した排出に関して38百万トンを出した。2016年度に、当グループは、2015年度中に発生した排出に関して46百万トンを出した。

2017年度につき国の登録簿に記録された当グループへの総割当排出権は3百万トン（2016年度5百万トン）である。

2017年12月31日現在の排出量は40百万トンであった（2016年12月31日現在38百万トン）。2017年12月31日現在、割当超過排出による引当金は120百万ユーロ（2016年12月31日現在90百万ユーロ）である。

## 49.2 省エネ証書

当グループは、すべての子会社において、欧州連合の指令を適用して国の法律が進める様々な施策によるエネルギー消費管理プロセスに従事している。

フランスでは、2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷気、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、定義された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の終了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

フランスの制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新された。この期間の省エネ目標はより野心的であり、制度は簡素化されている。第二期に取得した省エネ証書の量は第三期の目標の達成に考慮される。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条の適用により、エネルギー貧困状況にある世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

省エネ義務の第四期の3年間は、2018年1月1日に開始する（注記4.6を参照）。

## 49.3 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/ECを適用して、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。

国がこの目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この発電に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスが採用する方法）。
- ・ 再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（英国およびベルギーで実施している）。

再生可能エネルギー証書の仕組みは、以下に適用できる。

- ・ 義務対象外発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Énergies Nouvelles）。
- ・ 義務対象発電業者。当該義務が発電に適用される場合。
- ・ 電力販売も行う発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Energy、EDF Luminus）。

再生可能エネルギー証書制度によって、EDFグループは、特に英国およびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている。

2017年12月31日現在において、基本的に、EDF Energy（英国）およびEDF Luminus（ベルギー）における割当義務と比較した再生可能エネルギー証書の不足分を填補するために、781百万ユーロの引当金が計上された。

## 注記50. 後発事象

他の注記に記載されなかった期末日後の進展は以下の通りである。

### 50.1 1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定の支持

2018年1月16日に、欧州連合一般裁判所は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定に対するEDFの不服申立てを棄却し、フランス政府によるその回収を命じた。

欧州委員会の当該決定の後、2015年10月13日にEDFは、金利を含めた政府補助金の額に相当する13.83億ユーロを払い戻した。ENEDISおよびRTEはそれぞれの持分を抛出した。

一般裁判所はその判決において、一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定を支持した。EDFは2015年10月13日に既に13.83億ユーロを払戻し済みであったため、この判決の履行は追加の支払を伴わない。

欧州委員会は以前、同様の決定を2003年12月16日に下していた。その決定は、一般裁判所の2009年12月15日付判決を支持した欧州連合司法裁判所の2012年6月5日付判決により取り消された。当該判決を受けて欧州委員会は政府補助金に関する調査を再開し、その終了時に2015年7月22日付決定を発表し、これに対してEDFが不服申立てを行った。

EDFはこの決定を認知し、欧州連合司法裁判所に対して不服申立てを行うことの是非について今後検討する。

#### 注記51. 2017年12月31日現在の連結の範囲

当グループの事業は以下のように定義される。

- ・ 発電・供給 (G) : エネルギーの生産、ならびに産業、地方当局、小企業および在宅消費者へのエネルギー販売。このセグメントはまた、コモディティのトレーディング業務を含む。
- ・ 配電 (D) : 低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- ・ 送電 (T) : 高電圧および超高電圧送電網の運営、維持および開発。
- ・ 原子炉およびサービス (Framatome) (R) : 原子炉向けのサービスおよび設備・燃料の生産。
- ・ その他 (O) : 産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）、ならびに、熱電併給および再生可能エネルギー資源（風力、ソーラーパネル等）からの発電増加を主な目的とする新規事業。この事業はEDF Investの持株会社および専用資産に分類された企業も含む。

## 51.1 完全連結会社

|                                                                    |       | 所有割合 (%)<br>2017年<br>12月31日現在 | 所有割合 (%)<br>2016年<br>12月31日現在 | 事業部門  |
|--------------------------------------------------------------------|-------|-------------------------------|-------------------------------|-------|
| フランスー発電と供給                                                         |       |                               |                               |       |
| Électricité de Franceー親会社                                          |       | 100.00                        | 100.00                        | G,D,0 |
| Group Support Services (G2S)                                       |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| Edvance                                                            |       | 95.10                         | -                             | 0     |
| Immo C47(1)                                                        |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| その他の持株会社 (EDF Invest)                                              |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| フランスー規制業務                                                          |       |                               |                               |       |
| Enedis                                                             |       | 100.00                        | 100.00                        | D     |
| Electricité de Strasbourg                                          |       | 88.64                         | 88.64                         | G,D   |
| EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)                      |       | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| 原子炉およびサービス (FRAMATOME)                                             |       |                               |                               |       |
| Framatome(2)                                                       | フランス  | 75.50                         | -                             | R     |
| 英国                                                                 |       |                               |                               |       |
| EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)                           |       | 100.00                        | 100.00                        | G,0   |
| EDF Energy UK Ltd.                                                 |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| EDF Development Company Ltd.                                       |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| イタリア                                                               |       |                               |                               |       |
| Edison SpA (Edison)                                                |       | 97.45                         | 97.45                         | G,0   |
| Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)                               |       | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| その他国外                                                              |       |                               |                               |       |
| EDF International SAS                                              | フランス  | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| EDF Belgium SA                                                     | ベルギー  | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| EDF Luminus SA                                                     | ベルギー  | 68.63                         | 68.63                         | G,0   |
| EDF Norte Fluminense SA                                            | ブラジル  | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| Ute Paracambi SA                                                   | ブラジル  | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec) | 中国    | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| EDF (China) Holding Ltd.                                           | 中国    | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| EDF Inc.                                                           | 米国    | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| Unistar Nuclear Energy LLC                                         | 米国    | 100.00                        | 100.00                        | G     |
| EDF Démász Zrt.                                                    | ハンガリー | -                             | 100.00                        | G,D,0 |
| EDF Paliwa Sp.z o.o. (Energokrak)                                  | ポーランド | -                             | 99.51                         | 0     |
| EDF Polska SA                                                      | ポーランド | -                             | 99.51                         | G     |
| Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)                                   | ポーランド | -                             | 49.91                         | G,0   |
| Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)                   | ポーランド | -                             | 49.11                         | G,0   |
| EDF Alpes Investissements SARL                                     | スイス   | 100.00                        | 100.00                        | 0     |
| Mekong Energy Company Ltd. (Meco)                                  | ベトナム  | 56.25                         | 56.25                         | G     |
| EDF Chile Spa                                                      | チリ    | 100.00                        | 100.00                        | G     |

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

(1) Immo C47は2016年12月31日現在、持分法により会計処理されていた。

(2) 2017年12月31日付のFramatome取得（注記3.2を参照）。

所有割合 (%) 所有割合 (%)  
2017年 2016年  
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

| その他事業                                                                          |         |        |        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|-----|
| EDF Développement Environnement SA                                             | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI) | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)      | フランス    | 88.98  | 55.00  | 0   |
| Dunkerque LNG                                                                  | フランス    | 65.01  | 65.01  | 0   |
| EDF Énergies Nouvelles                                                         | フランス    | 100.00 | 100.00 | G,0 |
| EDF IMMOおよび不動産子会社                                                              | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Société C2                                                                     | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Société C3                                                                     | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| EDF Holding SAS                                                                | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| CHAM SAS                                                                       | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Dalkia                                                                         | フランス    | 99.94  | 99.94  | 0   |
| Citelum                                                                        | フランス    | 100.00 | 100.00 | 0   |
| EDF Trading Ltd.                                                               | 英国      | 100.00 | 100.00 | 0   |
| EDF DIN UK Ltd.                                                                | 英国      | 100.00 | 100.00 | 0   |
| Wagram Insurance Company Ltd.                                                  | アイルランド  | 100.00 | 100.00 | 0   |
| EDF Investissements Groupe SA                                                  | ベルギー    | 93.89  | 93.89  | 0   |
| Océane Re                                                                      | ルクセンブルグ | 99.98  | 99.98  | 0   |
| EDF Gas Deutschland GmbH                                                       | ドイツ     | 100.00 | 100.00 | 0   |

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R＝原子炉、0＝その他

#### 51.2 共同支配事業の形態で保有する会社

所有割合 (%) 所有割合 (%)  
2017年 2016年  
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

| その他事業                                                    |     |       |       |   |
|----------------------------------------------------------|-----|-------|-------|---|
| Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal) | ドイツ | 50.00 | 50.00 | 0 |

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R＝原子炉、0＝その他

## 51.3 持分法適用子会社

|                                                                   |         | 所有割合 (%)<br>2017年<br>12月31日現在 | 所有割合 (%)<br>2016年<br>12月31日現在 | 事業部門    |
|-------------------------------------------------------------------|---------|-------------------------------|-------------------------------|---------|
| フランスー発電と供給                                                        |         |                               |                               |         |
| CTE (IHC25) (1)                                                   | フランス    | 50.10                         | 100.00                        | 0       |
| Elisandra IV (Madrileña Red de Gas Holding) (EDF Invest)          | スペイン    | 20.00                         | 20.00                         | 0       |
| Alba Real Estate SCS (EDF Invest)                                 | ルクセンブルグ | 46.50                         | 46.50                         | 0       |
| Géosel Manosque (EDF Invest)                                      | フランス    | 38.35                         | 25.00                         | 0       |
| Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)               | フランス    | 50.00                         | 50.00                         | 0       |
| Central Sicaf (EDF Invest)                                        | イタリア    | 20.00                         | -                             | 0       |
| Thyssengaz (EDF Invest)                                           | ドイツ     | 50.00                         | -                             | 0       |
| Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)                                | フランス    | 19.40                         | -                             | 0       |
| フランスー規制業務                                                         |         |                               |                               |         |
| RTE Réseau de Transport d'Electricité (RTE) (2)                   | フランス    | n.a.                          | 100.00                        | T       |
| その他国外                                                             |         |                               |                               |         |
| Compagnie Énergétique de Sinop (CES)                              | ブラジル    | 51.00                         | 51.00                         | G       |
| Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)                     | 米国      | 49.99                         | 49.99                         | G       |
| SLOE Centrale Holding BV                                          | オランダ    | 50.00                         | 50.00                         | G       |
| Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.                             | 中国      | 19.60                         | 19.60                         | G       |
| Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.                       | 中国      | 35.00                         | 35.00                         | G       |
| Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.(TNPJVC)          | 中国      | 30.00                         | 30.00                         | G       |
| Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. | 中国      | 49.00                         | 49.00                         | G       |
| Nam Theun 2 Power Company (NTPC)                                  | ラオス     | 40.00                         | 40.00                         | G       |
| Alpiq                                                             | スイス     | 25.04                         | 25.04                         | G,D,T,0 |
| その他事業                                                             |         |                               |                               |         |
| Domofinance SA                                                    | フランス    | 45.00                         | 45.00                         | 0       |

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

n.a.：該当なし。

(1) Coentreprise de Transport d'ElectricitéまたはCTE (IHC25)、RTEの100%保有会社。この共同支配企業は、2016年12月31日現在では完全連結されていた。

(2) 2017年12月31日現在は、CTE下位企業集団の一部として、フランスー発電と供給セグメントにおいて連結されている。

## 51.4 議決権比率と所有割合が異なる会社

以下の会社については、支配を決定する議決権比率と当グループの所有割合が異なっている。

|                               | 所有割合 (%)      | 議決権比率 (%)     |
|-------------------------------|---------------|---------------|
|                               | 2017年12月31日現在 | 2017年12月31日現在 |
| Edison SpA                    | 97.45         | 99.48         |
| EDF Investissements Groupe SA | 93.89         | 50.00         |

## 注記52. 法定監査人の報酬

以下の表は2017年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

| (単位：千ユーロ)            | デロイト・ネットワーク |      | KPMGネットワーク |      |
|----------------------|-------------|------|------------|------|
|                      | 金額（税抜）      | %    | 金額（税抜）     | %    |
| <b>監査</b>            |             |      |            |      |
| 個別および連結財務諸表の法定監査、証明、 |             |      |            |      |
| レビュー                 |             |      |            |      |
| EDF                  | 3,103       | 22.1 | 3,012      | 19.7 |
| 被支配企業(1)             | 5,133       | 36.4 | 10,024     | 65.6 |
| 小計                   | 8,236       | 58.5 | 13,036     | 85.3 |
| <b>非監査サービス(2)</b>    |             |      |            |      |
| EDF                  | 906         | 6.4  | 778        | 5.1  |
| 被支配企業(1)             | 4,944       | 35.1 | 1,473      | 9.6  |
| 小計                   | 5,850       | 41.5 | 2,251      | 14.7 |
| 合計                   | 14,086      | 100  | 15,287     | 100  |

- (1) 連結損益計算書に監査人報酬が含まれている完全連結子会社および共同支配企業。
- (2) 法令により要求されるサービスおよび当グループの依頼に応じて提供されるサービス。非監査サービスは主に、(i) 2017年3月の増資に関するデューディリジェンス業務、(ii) 財務会計情報の証明またはフランス商法第L.225-102-1条に基づき要求される福祉、環境および社会的情報に係る独立報告書、(iii) 企業売却に関連するサービス、(iv) 現地の法令により認められた税務サービス、(v) 会計および財務情報の生成に関係しない業務プロセスのレビューおよび情報システムのコンサルティング・サービスに対応する。

## 2016年度の法定監査人報酬

以下の表は2016年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

| (単位：千ユーロ)            | デロイト・ネットワーク |      | KPMGネットワーク |      |
|----------------------|-------------|------|------------|------|
|                      | 金額（税抜）      | %    | 金額（税抜）     | %    |
| <b>監査</b>            |             |      |            |      |
| 個別および連結財務諸表の法定監査、証明、 |             |      |            |      |
| レビュー                 |             |      |            |      |
| EDF                  | 3,701       | 21.8 | 3,535      | 26.0 |
| 被支配企業                | 6,787       | 40.0 | 8,639      | 63.7 |
| 小計                   | 10,488      | 61.8 | 12,174     | 89.7 |
| <b>非監査サービス</b>       |             |      |            |      |
| EDF                  | 1,973       | 11.6 | 448        | 3.3  |
| 被支配企業                | 4,507       | 26.6 | 951        | 7.0  |
| 小計                   | 6,480       | 38.2 | 1,399      | 10.3 |
| 合計                   | 16,968      | 100  | 13,573     | 100  |

[次へ](#)

## (2) 個別財務諸表

注：表中の大部分の数値は百万ユーロ単位で表示されている。その結果、表示された概数により、合計または変動値が若干合わない場合がある。

## 損益計算書

|                                          | 注記   | 2017年度 |        |         | 2016年度 |         |         |
|------------------------------------------|------|--------|--------|---------|--------|---------|---------|
|                                          |      | 百万ユーロ  | 百万ユーロ  | 億円      | 百万ユーロ  | 百万ユーロ   | 億円      |
| 売上高(1)                                   | 4    |        | 42,371 | 53,697  |        | 40,857  | 51,778  |
| 棚卸資産および資産計上した生産物の増減                      |      |        | 1,138  | 1,442   |        | 1,127   | 1,428   |
| 営業補助金                                    | 5    |        | 6,558  | 8,311   |        | 6,532   | 8,278   |
| 引当金および減価償却費の戻入額                          | 6    |        | 3,231  | 4,095   |        | 3,808   | 4,826   |
| その他の営業収益および費用振替額                         | 7    |        | 823    | 1,043   |        | 784     | 994     |
| I 営業収益合計                                 |      |        | 54,121 | 68,588  |        | 53,108  | 67,304  |
| 購入およびその他の対外費用                            | 8    |        | 36,723 | 46,539  |        | 33,408  | 42,338  |
| 購入燃料使用分                                  |      |        | 3,186  |         |        | 2,894   |         |
| エネルギー購入                                  |      |        | 15,870 |         |        | 12,427  |         |
| サービスおよびその他購入品使用分                         |      |        | 17,667 |         |        | 18,087  |         |
| 法人所得税以外の税金                               | 9    |        | 2,567  | 3,253   |        | 2,616   | 3,315   |
| 人件費                                      | 10   |        | 6,754  | 8,559   |        | 6,874   | 8,711   |
| 減価償却費、償却費および引当金繰入額                       | 11   |        | 5,441  | 6,895   |        | 5,550   | 7,034   |
| 減価償却費および償却費                              | 11.1 |        | 3,366  |         |        | 2,904   |         |
| 引当金繰入額および減損                              | 11.2 |        | 2,075  |         |        | 2,646   |         |
| その他の営業費用                                 | 12   |        | 1,644  | 2,083   |        | 1,482   | 1,878   |
| II 営業費用合計                                |      |        | 53,129 | 67,330  |        | 49,930  | 63,276  |
| 営業利益 (I - II)                            |      |        | 992    | 1,257   |        | 3,178   | 4,027   |
| III 共同事業取引                               |      |        | 1      | 1       |        | 6       | 8       |
| IV 金融損益                                  | 13   |        | (988)  | (1,252) |        | (1,264) | (1,602) |
| 法人所得税および臨時損益計上前損益<br>(I - II + III + IV) |      |        | 5      | 6       |        | 1,920   | 2,433   |
| V 臨時損益                                   | 14   |        | 1,232  | 1,561   |        | 4,277   | 5,420   |
| VI 法人所得税                                 | 15   |        | 687    | 871     |        | (680)   | (862)   |
| 損益 (I - II + III + IV + V + VI)          |      |        | 1,924  | 2,438   |        | 5,517   | 6,992   |

(1) 2017年度輸出製品売上高：8,022百万ユーロ、2017年度輸出サービス売上高：537百万ユーロ



貸借対照表

| 資 産                          | 注記    | 2017年12月31日現在 |              |         |         | 2016年12月31日現在 |         |
|------------------------------|-------|---------------|--------------|---------|---------|---------------|---------|
|                              |       | 総額            | 償却、減価償却および減損 | 純額      |         | 純額            |         |
|                              |       | 百万ユーロ         | 百万ユーロ        | 百万ユーロ   | 億円      | 百万ユーロ         | 億円      |
| 無形資産                         | 16-17 | 1,833         | 900          | 933     | 1,182   | 868           | 1,100   |
| EDF所有有形固定資産                  | 16-17 | 82,533        | 56,467       | 26,066  | 33,033  | 25,022        | 31,710  |
| 委譲運営有形固定資産                   | 16-17 | 14,415        | 8,544        | 5,871   | 7,440   | 5,782         | 7,328   |
| 建設中の有形資産および制作中の無形資産          | 16-17 | 19,843        | 188          | 19,655  | 24,909  | 17,600        | 22,304  |
| 投資および関連債権                    |       | 58,649        | 204          | 58,445  | 74,067  | 55,546        | 70,393  |
| 投資有価証券                       |       | 18,144        | 52           | 18,092  | 22,928  | 16,775        | 21,259  |
| 貸付金その他の金融資産                  |       | 12,389        | 3            | 12,386  | 15,697  | 13,868        | 17,575  |
| 金融資産                         | 18    | 89,182        | 259          | 88,923  | 112,692 | 86,189        | 109,227 |
| I 固定資産合計                     |       | 207,806       | 66,358       | 141,448 | 179,257 | 135,461       | 171,670 |
| 棚卸資産および仕掛品                   | 19    | 10,163        | 194          | 9,969   | 12,634  | 10,126        | 12,833  |
| 発注に係る前渡金                     | 20    | 786           | 1            | 785     | 995     | 968           | 1,227   |
| 営業債権およびその他の債権                | 20    | 21,245        | 454          | 20,791  | 26,348  | 21,921        | 27,780  |
| 市場性のある有価証券                   | 21    | 14,538        | 11           | 14,527  | 18,410  | 17,194        | 21,790  |
| 現金性金融商品                      | 20    | 2,096         | -            | 2,096   | 2,656   | 4,610         | 5,842   |
| 現金および現金同等物                   | 22    | 5,110         | -            | 5,110   | 6,476   | 5,457         | 6,916   |
| 前払費用                         | 20    | 1,358         | -            | 1,358   | 1,721   | 1,334         | 1,691   |
| II 流動資産合計                    |       | 55,296        | 660          | 54,636  | 69,240  | 61,610        | 78,078  |
| 繰延費用 (III)                   |       | 265           | -            | 265     | 336     | 285           | 361     |
| 社債償還プレミアム (IV)               |       | 681           | 228          | 453     | 574     | 490           | 621     |
| 未実現為替差損 (V)                  | 23    | 572           | -            | 572     | 725     | 1,083         | 1,372   |
| 資産合計 (I + II + III + IV + V) |       | 264,620       | 67,246       | 197,374 | 250,132 | 198,929       | 252,103 |

## 貸借対照表

| 自己資本および負債                             | 注記 | 2017年12月31日現在 |         | 2016年12月31日現在 |         |
|---------------------------------------|----|---------------|---------|---------------|---------|
|                                       |    | 百万ユーロ         | 億円      | 百万ユーロ         | 億円      |
| 資本金                                   |    | 1,464         | 1,855   | 1,055         | 1,337   |
| 資本剰余金                                 |    | 14,866        | 18,840  | 9,847         | 12,479  |
| 再評価剰余金                                |    | 680           | 862     | 679           | 860     |
| 剰余金                                   |    |               |         |               |         |
| 法定準備金                                 |    | 105           | 133     | 101           | 128     |
| その他の剰余金                               |    | 3,000         | 3,802   | 3,000         | 3,802   |
| 繰越損益                                  |    | 6,809         | 8,629   | 3,317         | 4,204   |
| 当期利益または損失                             |    | 1,924         | 2,438   | 5,517         | 6,992   |
| 中間配当                                  |    | (433)         | (549)   | (1,006)       | (1,275) |
| 投資補助金                                 |    | 163           | 207     | 169           | 214     |
| 税務規制引当金                               |    | 6,098         | 7,728   | 6,132         | 7,771   |
| 自己資本                                  | 24 | 34,676        | 43,945  | 28,812        | 36,513  |
| 追加的自己資本                               | 25 | 10,449        | 13,242  | 11,038        | 13,988  |
| 特別委譲勘定                                | 26 | 2,159         | 2,736   | 2,120         | 2,687   |
| Ⅰ 自己資本および委譲勘定合計                       |    | 47,284        | 59,923  | 41,970        | 53,189  |
| リスク引当金                                | 27 | 1,384         | 1,754   | 2,189         | 2,774   |
| 原子力発電関連引当金（核サイクル終了、発電所廃炉<br>および炉心核燃料） | 28 | 37,633        | 47,692  | 36,033        | 45,665  |
| 非原子力施設廃止引当金                           | 29 | 626           | 793     | 617           | 782     |
| 従業員給付引当金                              | 30 | 11,055        | 14,010  | 10,846        | 13,745  |
| その他の費用引当金                             | 31 | 938           | 1,189   | 879           | 1,114   |
| 費用引当金                                 |    | 50,252        | 63,684  | 48,375        | 61,306  |
| Ⅱ 引当金合計                               |    | 51,636        | 65,438  | 50,564        | 64,080  |
| 金融負債                                  | 33 | 51,441        | 65,191  | 56,861        | 72,060  |
| 前受金および中間払前受金                          | 32 | 6,861         | 8,695   | 7,068         | 8,957   |
| 営業、投資およびその他の負債                        | 32 | 31,911        | 40,441  | 33,172        | 42,039  |
| 現金性金融商品                               | 32 | 4,471         | 5,666   | 5,283         | 6,695   |
| 繰延収益                                  | 32 | 3,285         | 4,163   | 3,627         | 4,596   |
| Ⅲ 負債合計                                | 32 | 97,969        | 124,156 | 106,011       | 134,348 |
| 未実現為替差益（Ⅳ）                            | 34 | 485           | 615     | 384           | 487     |
| 自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）                  |    | 197,374       | 250,132 | 198,929       | 252,103 |

## キャッシュ・フロー計算書

| 注記                                      | 2017年度            |                | 2016年度         |                |
|-----------------------------------------|-------------------|----------------|----------------|----------------|
|                                         | 百万ユーロ             | 億円             | 百万ユーロ          | 億円             |
| <b>営業活動：</b>                            |                   |                |                |                |
| 税引前利益／（損失）                              | 1,237             | 1,568          | 6,198          | 7,855          |
| 償却費、減価償却費および引当金繰入額                      | 4,010             | 5,082          | 3,082          | 3,906          |
| 資産譲渡（益）／損 <sup>(1)</sup>                | (859)             | (1,089)        | (3,873)        | (4,908)        |
| 金融収益および費用                               | (827)             | (1,048)        | (405)          | (513)          |
| 運転資本の変動                                 | 2,530             | 3,206          | 2,335          | 2,959          |
| <b>営業によるキャッシュ・フロー（純額）</b>               | <b>6,091</b>      | <b>7,719</b>   | <b>7,337</b>   | <b>9,298</b>   |
| 金融費用の純支払額（受取配当金を含む）                     | 620               | 786            | 1,749          | 2,217          |
| 法人所得税の支払額                               | (677)             | (858)          | (621)          | (787)          |
| <b>営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）(A)</b>          | <b>6,034</b>      | <b>7,647</b>   | <b>8,465</b>   | <b>10,728</b>  |
| <b>投資活動：</b>                            |                   |                |                |                |
| 有形固定資産および無形資産への投資                       | (5,984)           | (7,584)        | (6,001)        | (7,605)        |
| 有形固定資産および無形資産の売却による収入                   | 17                | 22             | 16             | 20             |
| 金融資産の変動 <sup>(2)</sup>                  | 1,022             | 1,295          | (1,676)        | (2,124)        |
| <b>投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）(B)</b>          | <b>(4,945)</b>    | <b>(6,267)</b> | <b>(7,661)</b> | <b>(9,709)</b> |
| <b>財務活動：</b>                            |                   |                |                |                |
| 借入債務および引受契約の発行                          | 1,282             | 1,625          | 6,130          | 7,769          |
| 借入債務の返済および引受契約による支払                     | (5,204)           | (6,595)        | (8,645)        | (10,956)       |
| 支払配当金                                   | 24 (110)          | (139)          | (165)          | (209)          |
| 増資                                      | 24 4,005          | 5,076          | -              | -              |
| 永久劣後債の発行                                | -                 | -              | -              | -              |
| 委譲運営資産に対する受取拠出金                         | 8                 | 10             | 7              | 9              |
| 投資補助金                                   | 4                 | 5              | 8              | 10             |
| <b>財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）(C)</b>          | <b>(15)</b>       | <b>(19)</b>    | <b>(2,665)</b> | <b>(3,377)</b> |
| <b>現金および現金同等物の純増加／（減少）額 (A)+(B)+(C)</b> | <b>1,074</b>      | <b>1,361</b>   | <b>(1,861)</b> | <b>(4,483)</b> |
| <b>現金および現金同等物の期首残高</b>                  | <b>22 (3,981)</b> | <b>(5,045)</b> | <b>(2,427)</b> | <b>(3,076)</b> |
| 為替変動の影響                                 | (23)              | (29)           | 250            | 317            |
| 現金および現金同等物に係る金融収益                       | 55                | 70             | 57             | 72             |
| <b>現金および現金同等物の期末残高<sup>(3)</sup></b>    | <b>22 (2,875)</b> | <b>(3,643)</b> | <b>(3,981)</b> | <b>(5,045)</b> |

- (1) RTE全株式の新会社CTE（旧C25）への売却による利益、2017年度388百万ユーロ、2016年度3,780百万ユーロを含む（注記2.4を参照）。
- (2) 2017年度の「金融資産の変動」は、Framatome取得1,894百万ユーロ（注記2.2を参照）を含む。2016年度のこの項目は、CSPE債権の一部（26.4%）の譲渡による受取額1,538百万ユーロを含んでいた。当該譲渡債権は専用資産に配分されなかった部分644百万ユーロを含んでいた。2016年度のこの項目は、CTE（旧C25）へ譲渡したRTE株式について受け取った現金対価2,667百万ユーロも含んでいた。
- (3) 「現金および現金同等物の期首残高」および「現金および現金同等物の期末残高」には投資ファンドおよび3か月より後に満期を迎える譲渡性負債商品は含まれていない。ただし、子会社との現金管理契約ならびにC2、C3およびEDF Holding SASとのキャッシュ・プーリング契約は含む。現金および現金同等物の変動の詳細については注記22を参照。

[次へ](#)

## 財務諸表に対する注記

フランス電力(Électricité de France SA、EDF)はEDFグループの親会社であり、発電ならびに電力およびガスの供給を行うフランスの株式会社(société anonyme)である。EDFの事業にはまた、コルシカおよびフランス海外県に所在する島部エネルギー・システム(SEI)のすべての事業活動も含まれる。

### 注記1. 会計原則および方法

#### 1.1 会計基準

EDFの財務諸表は、ANC(Autorité des normes comptables、会計基準委員会)が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示された、フランスのプランコンタブルジェネラル(Plan Comptable Général)に定義された会計原則および方法に従って作成されている。

先物金融商品およびヘッジ取引に関する2015年7月2日付規則2015-05は、2017年1月1日から強制適用された。

当該規則の初度適用は、会計方針の変更に該当する。2017年1月1日現在で存在する取引のみについて遡及的に計算した税引後の影響額は84百万ユーロであり、繰越損益に加算されている(注記24の脚注(1)を参照)。

この規則の施行により、以下の変更が生じた。

- ・ 外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益の認識の変更。これらは、従来は金融損益に含まれていたが、現在は貸借対照表の再評価剰余金に計上されている(未実現損失は現在も金融損益に含まれている)。自己資本に与える影響は重要ではない。
- ・ 従来、投機的デリバティブとして扱われていた通貨デリバティブに対するヘッジ会計の適用。これらは、現在は管理上のヘッジ手段とされ、金融損益に含まれている。通常、ヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益は、新規則により創設された貸借対照表の再評価剰余金勘定に計上される。当該勘定はヘッジ対象について計上された換算調整と相殺される。自己資本に対する税引後の影響額は87百万ユーロである。
- ・ コモディティの購入をヘッジするために保有するデリバティブに係る未実現損益は、ヘッジ対象と同様の方法で計上される。自己資本に対する税引後の影響額は(3)百万ユーロである。
- ・ 営業債権債務に係る為替差損益は、今後は金融損益ではなく、営業収益および費用に計上される。

2017年12月31日現在における、2017年度に関する取引への新規則の適用による影響は以下の通りであった。

- ・ 管理上の取引がヘッジ関係として識別された場合のヘッジ会計の強制適用による金融損益の減少51百万ユーロ。
- ・ 営業債権債務に係る損益21百万ユーロの金融損益から営業収益への組替。

上記以外の会計処理および評価の方法は、2016年12月31日終了年度に係る財務諸表において使用したものと同一である。

#### 1.2 経営者による判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。EDFの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、EDFの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

EDFが見積りおよび判断を使用する主要な会計処理方法は以下の通りである。

### 1.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

2016年度中に、900MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足された。従って、EDFは、2016年1月1日付で、フェッセンハイムを除くすべての900MW発電所について減価償却期間を延長した（2016年度財務諸表に対する注記2.1「フランスにおける900MWのPWRシリーズの減価償却期間の50年への延長」を参照）。

その他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、延長の条件を充足していないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

### 1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的にEDFが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの見積り改定を行っている。

EDFは、2017年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、EDFの貸借対照表および損益計算書に重要な影響を及ぼす可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記28.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA（Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs）による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上の制限との関係）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、または使用済燃料管理の契約条件の変更。

### 1.2.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2017年12月31日現在のこれらの雇用後および長期給付の計算に使用された数理計算上の主要な仮定は注記30.4に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。EDFは、2017年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額およびEDFの純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。

### 1.2.4 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3に記載した通り、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

### 1.3 売上高

売上高は、原則として、エネルギーの販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）およびサービスの販売による収益から成る。EDFのエネルギー売上高は、子会社Enedisから購入し最終消費者に再請求する、エネルギー配送網による引渡しサービスを含む。

売上高は、商品が引渡された時点、またはサービスが完了した時点で計上される。

期末日現在EDFの顧客に引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、EDFのバランス調整責任を負う企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)）に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

当グループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

#### 1.3.1 発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランスにおいて、ピーク期間中の電力供給の確保を確実にする目的で設定された。

電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは2017年1月1日から電力供給の確保に貢献する義務が導入された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡し年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、彼らは発電容量証書を受け取る。一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。

当該システムは、参加者間の発電容量売買の登録により完成される。発電容量競売は年に数回開催される。

EDFは、当該システムの両面、すなわち電力施設事業者および電力購入者としての両面に関連している。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
- ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
- ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
  - ・ 施設事業者：競売による売却時。
  - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。
- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

### 1.4 無形資産

#### 1.4.1 研究開発費

研究費は発生した期において費用として認識される。

フランスのプランコンタブルジェネラル第211-5条に規定する資産計上要件を充足する開発費は、無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

#### 1.4.2 その他の無形資産

その他の無形資産は主にソフトウェアおよび貯蔵容量留保コストにより構成されている。

これらは、内部創設か購入かに関わらず、その耐用年数にわたり定額法で償却される。

## 1.5 有形固定資産

EDFの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、以下の2つの貸借対照表科目として報告されている。

- EDF所有有形固定資産、基本的に原子力発電施設
- 委譲運営有形固定資産

### 1.5.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に起因するその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.15を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる(注記1.15を参照)。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産に計上され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

EDFは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に不可欠な主要な点検の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、費用として認識される。

### 1.5.2 減価償却

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当社がその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

|                        |        |
|------------------------|--------|
| ・ 水力発電ダム               | 75年    |
| ・ 水力発電所において使用される電気機械設備 | 50年    |
| ・ 化石燃料発電所              | 25～45年 |
| ・ 原子力発電所               | 40～50年 |
| ・ 配電設備(電線、変電所)         | 20～45年 |

### 1.5.3 委譲契約

EDFは、以下の2種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- 地方当局（市町村または複数の市町村の共同）に認可された公共配電委譲
- フランス政府を委譲者とする水力発電委譲

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラルに具体的な規定がないことから、1975年の委譲運営業者向け会計処理指針に基づいている。

#### 1.5.3.1 公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部配電網の委譲運営者であり、一般に、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を使用した委譲契約に従っている。

委譲に使用する資産は、当初の資金源を問わず、貸借対照表の委譲運営有形固定資産として、取得原価または委譲者から提供された場合には移管日現在の見積価額により報告されている。委譲者から無償で提供された資産については、相殺する負債が認識される。

#### 1.5.3.2 水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。

水力発電委譲資産は、初回委譲については水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成る。その他の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）から成る。

これらの委譲に使用する資産は、「委譲運営有形固定資産」の科目に取得原価で計上される。

減価償却は耐用年数にわたり計算されるが、その期間は、通常、委譲期間と同一である。

委譲運営資産については、追加減価償却を貸借対照表の負債に計上している（注記1.14.2を参照）。

### 1.6 長期資産の減損

EDFは各期末日に、資産の価値が著しく損なわれた可能性を示す兆候があるか否かを評価する。かかる兆候がある場合には、以下の通り減損テストを行う。

- EDFは、長期資産の減損を測定するに当たり、かかる資産（必要に応じて資産グループにまとめられる）の帳簿価額と、かかる資産の回収可能価額（通常、割引将来正味キャッシュ・フロー法を用いて決定される）とを比較する。この回収可能価額が貸借対照表計上額を下回る場合に、差額相当額が「減価償却費および減損」として評価減される。
- この目的のために使用される割引率は、関連する各資産または資産グループの加重平均資本コスト（WACC）に基づいている。
- 将来キャッシュ・フローは中期計画（MTP）と経営者が承認した仮定に基づいている。

### 1.7 金融資産

#### 1.7.1 投資

投資は、取得原価で計上されている。

投資の売却損益はFIFO（先入先出）法に基づき評価される。

プランコンタブルジェネラルの第213-8条に準拠して、投資の取得に係る譲渡税、報酬および手数料ならびに法務費用は資産の取得原価に含まれる。



その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含められる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

非連結企業の上場有価証券の使用価値は株式市場における株価を基礎とする。

EDFグループの連結対象会社の非上場および上場有価証券に係る使用価値は、必要に応じて、専門家の評価情報または前年度末後に入手した情報を考慮した取引価値、自己資本価値または正味の調整後連結資産を参考に決定される。

### 1.7.2 投資有価証券

EDFは、2つの投資ポートフォリオを設定している。

- ・ 第一は、核燃料サイクルの終了業務の資金を調達するための専用の金融資産により構成され、これに対しては引当金が計上されている。これらの資産は、その特定の目的を考慮して、他の金融資産および投資と分別して管理されており、債券、株式、合同運用型投資ファンドおよびEDFが独占的に使用するために組成した「専用」ファンドから構成されている。
- ・ 第二は、投資先の会社の経営に参加することなく満足の行く投資収益を中長期的に得るために取得した有価証券により構成される。

投資有価証券にはまた、当社の資本持分の取得を認める負債商品に関連する義務を遂行するために取得した自己株式、投資サービス会社との間の流動性契約に基づき取得した自己株式、または、対外取引もしくは減資により取得した自己株式も含まれる。

株式は取得原価で計上されている。プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第213-8条に準拠して、譲渡税、専門家報酬、手数料、法務費用および購入費用は、その他の投資について選択可能な会計処理方法により、すべて費用計上される。

投資有価証券（株式および債券）は取得原価で計上される。特定の有価証券の期末日現在の評価額がその取得原価を下回る場合には、他の有価証券に係る未実現利益により相殺されることなく、その未実現評価損の全額について引当金が設定される。上場有価証券の評価額は、株式市場における株価を考慮して個々に評価される。非上場有価証券の評価額もまた個々に評価されるが、その際、主に参照するのは当該会社の成長見込みおよびその株価である。

### 1.7.3 その他の金融資産

グループの事業の一環として、EDFは外貨建の短期貸付金を子会社に供与している。

外国為替リスクに対するエクスポージャーを低減するために、当グループはこれらの貸付資金を、主に外貨建およびユーロ建の短期コマーシャル・ペーパーの発行に併せて、為替ヘッジ・デリバティブを使用して調達している。資産計上された債権は額面価額で計上され、評価額がその帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

## 1.8 棚卸資産および仕掛品

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接原料費（ヘッジの影響を含む。）、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法により評価される。温室効果ガス排出権および省エネ証書の消費については、FIFO（先入先出）法により評価している。

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のいずれか低い方の額をもって計上される。

### 1.8.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質。
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の評価額は、原料費、労務費および下請けサービス（例：フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

2007年3月21日付命令に定義された「積載燃料」の概念に従って、原子炉内にある未照射の燃料在庫の原価は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用を含む。対応する金額は該当する引当金に計上される。

核燃料の消費量は、構成要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産）ごとに、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。その量は項目ごとに、棚卸資産の加重平均原価によって評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

### 1.8.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 発電サイクルのために取得した温室効果ガス排出権および省エネ証書（注記1.19.1および1.19.2を参照）。
- ・ ガス在庫。直接および間接購入費用（特に輸送費用）を含む加重平均原価で評価されている。
- ・ 発電容量メカニズム（フランスの発電容量保証）に基づき保有される発電容量（注記3.3を参照）。

予備部品の減損は、当該部品の回転率に依存する。

## 1.9 受取債権および市場性のある有価証券

### 1.9.1 営業債権

営業債権は、当初は額面価額で表示される。

営業債権はまた、供給済のエネルギーの未請求債権価額を含む。

債権の種類に応じて評価された回収可能性を基にして、債権の評価額が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。これらの債権の引渡し部分の不払いリスクはEDFでなくEnedisが負担する。

### 1.9.2 市場性のある有価証券

市場性のある有価証券は、当初は取得原価で資産に計上され、年度末に取得原価または現在価値のいずれか低い方で再表示される。

上場有価証券の現在価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。

未実現損失がある場合は、未計上の未実現利益を控除しない未実現損失の全額に対して減損が計上される。

市場性のある有価証券の売却損益はFIFO（先入先出）法を用いて評価される。

### 1.10 社債発行費および償還プレミアム

社債償還プレミアムは、プランコンタブルジェネラルの第212-10条により認められたオプションを適用して、償還パターンに関わりなく、当該社債の期間に従って均等償却される（定額法）。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含まれた手数料および対外費用は、定額法により関連する商品の期間に配分される。

### 1.11 未実現為替差損益

外貨建債権債務は、年度末の為替レートでユーロに換算される。この結果生じる換算差額は、「未実現為替差益」および「未実現為替差損」として貸借対照表に計上される。為替リスクをヘッジしていない外貨建借入債務に係るすべての未実現為替差損に対しては引当金が計上される。未実現差益は損益計算書には認識されない。

先物金融商品およびヘッジ取引に関する2015年7月2日付規則2015-05を適用して、ヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益は、貸借対照表の再評価剰余金勘定に計上され、ヘッジ対象について計上された換算調整と相殺される（注記1.1を参照）。

### 1.12 税務規制引当金

この科目は主に税務目的で記録された減価償却超過額を含み、以下の項目に関係している。

- 発電および送配電施設に係る通常の減価償却額
- 社内開発ソフトウェアに係る臨時減価償却額
- 当社の新規投資に係る取得費用の償却額

### 1.13 追加的自己資本

EDFが発行したユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、1994年7月のフランス専門会計士団体（Ordre des Experts-Comptables）意見書28に準拠して、その特定の性質を勘案して計上される。

その結果、これらは、その償還をEDFが単独で管理できることから、追加的自己資本に分類されている。

発行費およびプレミアムは損益計算書を通じて比例的に償却される。

これらの債券に係る支払利息は、金融損益に計上される。

### 1.14 特別委譲負債

これらの負債は、主に、島部エネルギー・システム（SEI）についての公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

#### 1.14.1 公共配電特別委譲負債－SEI

これらの負債は、公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
  - ・ 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
  - ・ 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。この引当金は費用引当金に含まれている。

資産が取り替えられると、取り替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は取り崩されて既存資産に対する権利に振り替えられる。これは、新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に、委譲者の取替予定資産に対する権利は、資産の更新に際して振り替えられ、委譲者の利益のために資金流出なしで、既存資産に対する委譲者の権利になる。

#### 1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下から構成されている。

- 無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金。
- 1959年1月1日の前日までおよび1977年1月1日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年1月1日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年再評価引当金は関連資産の除却時に自己資本に振り替えられる。

1976年度の再評価によって生じた再評価剰余金純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金は、その耐用年数にわたり損益計算書に振り替えられる。

#### 1.15 従業員給付引当金以外の引当金

EDFは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額はEDFが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についてのEDFによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよび当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

予想費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、予測支出スケジュールにわたって配分される。当該金額は、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整され、名目割引率を用いて現在価値に割引かれる。引当金は、当該割引後の将来キャッシュ・フローに基づいている。

インフレ率および割引率は、フランスの経済および規制に関するパラメータに基づき、EDF資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

##### 1.15.1 原子力発電関連引当金

これらの引当金は主に以下を対象とする。

- 核サイクル終了費用：使用済燃料管理、廃棄物除去および調整ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金。
- 発電所の解体費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

炉心核燃料費用は、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料に係る損失、ならびに燃料処理およびこれらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記28に記載されている。

#### 1.15.2 その他の引当金

これらの引当金は主に以下に関係する。

- ・ エネルギー売買複数年契約に関連する損失。
  - ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
  - ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
- ・ 未実現為替差損。
- ・ 子会社および関連会社に関するリスク
- ・ 税務リスク
- ・ 訴訟
- ・ 化石燃料火力および水力発電所の廃止費用。
- ・ 公共配電委譲運営施設の更新費用。
- ・ 環境計画に関する引当金（注記1.19を参照）

非常に稀な状況では、情報開示によって当社が著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟に関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

#### 1.16 従業員給付

電力およびガス産業（IEG）の会社に関する法規に準拠して、EDFの従業員は、雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば、長期勤続報奨）を受ける権利を有する。

##### 1.16.1 従業員給付の計算および認識

2000年7月6日に公表され、プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第324-1条に組み込まれたCNC緊急委員会意見書2000-Aの適用に際し、EDFは、2005年1月1日付で従業員に付与される雇用後給付を認識することを選択した。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値を昇給予想やその国特有の経済情勢を考慮して決定するものである。

雇用後給付債務は、ANC規則2014-03の第324-1条に従い、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- 適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- 従業員の年功を参考とする退職時の給与水準、予想昇進効果に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- 従業員の離職率および死亡率に関するデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- 該当する場合には、IEG部門の従業員について、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦/寡夫年金。
- 債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFのコミットメントと同様の期間を有する優良非金融社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務の金額から差し引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

その他の長期給付については、数理計算上の損益およびすべての過去勤務費用は、回廊規則が適用されることなく、すべて引当金に直接計上される。

従業員給付債務に関連して期中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- 当期勤務費用。期中に稼得した受給権の上乗せに対応する。

- 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応する。
- 長期給付に関連する数理計算上の損益に対応する収益または費用、および雇用後給付に係る数理計算上の損益の償却額。
- 過去勤務費用。給付制度の変更/終了または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。

#### 1.16.2 雇用後給付債務

2005年1月1日から効力を生じたIEG産業制度の財政改革以降、CNIEG (Caisse Nationale des IEG、当該産業の特別年金機関) は、IEG特別年金制度のみならず、当該産業のための業務上の事故、傷病および死亡保険も運営している。

CNIEGは、2004年8月9日付法律によって創設された、私法の管理下にある社会保障機関である。当該機関は、法律上の事業体として位置付けられ、フランス政府の監督下にあり、フランスの予算、社会保障およびエネルギー担当大臣との共同の監督下で運営されている。

当該法律によって導入された資金協定に基づき、EDFは、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度 (CNAV、AGIRCおよびARRCO) またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) 課税による資金供与のない給付金制度を填補するための年金引当金を設定している。

この積立方法の結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更 (従業員に有利か不利かを問わない) により、EDFが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより年金引当金の対象給付は以下を含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務(島部公共配電)について2005年1月1日以降に稼得した特別給付 (同日より前に稼得した給付はCTA課税を財源としている)

退職した従業員の年金の運営および支払に対してEDFが支払うCNIEGの管理費用も含まれている。

年金に加え、元IEGの従業員 (現在就業していない) に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付 (エネルギー) : IEG国家法第28条により、上述の従業員および在職中の従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngieの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、単位原価を基に評価されている。これには、Engieとの間のエネルギー交換契約に基づく受取額も含まれている。
- ・ 退職慰労金：これらは、老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合には、その被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：これは、休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる (国家法第26条第5項)。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる (限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償) か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる (発生費用と同額の裁量補償)。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、定年前退職の時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない企業への出向者に対する年金が含まれる。

#### 1.16.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに傷病および就労不能による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

#### 1.17 デリバティブ

EDFは、外国為替リスクおよび金利リスクの影響を最小化する目的で、デリバティブを利用している。

これらの短期および長期のデリバティブは、金利および通貨デリバティブから構成されている。

ヘッジ手段であるデリバティブは、対応する資産または負債の為替差損益および金利収益または費用を修正する。為替リスクが完全にヘッジされている場合、引当金は計上されない。一部のみがヘッジされている場合には、未実現為替差損のヘッジされていない部分の全額につき、引当金が計上される。

その他の商品については、ヘッジ関係が存在しない場合、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は契約の想定元本の価額でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

#### 1.18 コモディティ契約

コモディティに関する先渡金融商品は、ヘッジ目的で売買される。これらの取引の損益は、ヘッジ対象の性質に応じて、売上高またはエネルギー購入費用に計上される。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は、契約に基づき引き渡すべきまたは受け取るべき数量でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

## 1.19 環境

### 1.19.1 温室効果ガス排出権

現在施行されている制度については、注記40.1に記載している。

EDFは、ANC規則2014-03の第615-1条から615-22条に組み込まれた、2012年10月4日付のフランス会計基準委員会（ANC）規則2012-03に準拠して、温室効果ガス排出権に関する会計処理方法を適用している。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルの下で保有する排出権は、取得原価で棚卸資産に計上される。排出権の現在価値が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。

温室効果ガス排出に係る規制上の要求に従うために保有する排出権（「生産」モデル）は、取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法が適用される。排出権コストを含む発電コストが対応する電力の現在価値を上回る場合には、評価損が計上される。年度末には「純額表示」の原則が以下の通り適用されている。

- ・ 温室効果ガスの排出量がポートフォリオの保有排出権の量を下回る場合には、資産が（棚卸資産に）認識される。これは、将来排出する温室効果ガスの填補に利用可能な排出権に対応する。
- ・ 逆の状況では、負債（引当金）が計上される。これは、既に排出済の分を填補するために必要な排出権に相当し、提出前の受渡し可能な先物購入については契約上の取得価格により、残量は市場価格により評価される。

純額表示の原則は、ポートフォリオの保有排出権が、将来の排出量の相殺に使用される排出権となることを前提としている。しかし、島部と本土の事業活動間には権利の移転がないことから、EDFの権利の代替可能性には制約があり、資産と負債の両方が計上される場合がある。

### 1.19.2 省エネ証書

現在施行されている制度については、注記40.2に記載している。

EDFは、ANC規則2014-03の第616-1条から616-25条に組み込まれた、2012年10月4日付のANC規則2012-04に準拠して、省エネ証書の会計処理を行っている。

EDFは、省エネに係る規制上の要件を充足するために省エネ証書を保有している。このためEDFは、ANC規則に定義された「省エネ」モデルを適用している。

取得済または取得予定の証書は、生産コストまたは取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法により評価される。

年度末には、純額のポジションのみが財務諸表に表示される。

- ・ 達成した省エネが省エネ義務を上回る場合には、資産が（棚卸資産に）認識される。この棚卸資産は、将来の省エネ義務を充足する購入済、取得済ないし取得予定の証書に対応する。これは、省エネ義務を生むエネルギー販売が完了した場合に、その時点で消費される。または、
- ・ 達成した省エネが省エネ義務を下回る場合には、負債（引当金）が認識される。この負債は、完了したエネルギー販売に係る義務を充足するために今後取るべき対策の費用に対応する。これは後日、当社が省エネ証書を取得できるような省エネ支出を行うか、証書を購入することにより消滅する。



## 注記２．重要な事象および取引

### 2.1 EDF SAによる増資

2017年３月30日にEDFは、既存株主の優先引受権が付された現金増資を実行した。

増資総額（発行プレミアムを含む）は合計4,018百万ユーロであり、632,741,004株の新株が、１株当たり発行価格6.35ユーロで発行された。この合計額は以下から成る：

- ・ 資本金増加額316百万ユーロ
- ・ 発行プレミアムの総増加額3,702百万ユーロ

発行費（税引後）は発行プレミアムから控除される。

フランス政府は、そのコミットメントに従い30億ユーロ、すなわち増資の約75%を引き受け、当該取引後は当社資本金の83.10%を保有することになった。この増資の結果、フランス政府の保有株式の希薄化により浮動株が増加し、民間（従業員を含む）が保有する当社株式の比率は14.25%から16.81%に上昇した。

### 2.2 FRAMATOMEの75.5%の取得

AREVA SAおよびEDFのそれぞれ2017年12月13日および14日の取締役会による当該取引の承認を受け、両社は、2017年12月22日付で、最終的な法的拘束力を持つ契約に署名した。当該契約は、AREVA NPの100%子会社（NEW NP）に対するEDFの支配権を与える持分の、2017年12月31日付のEDFへの売却に関する条件を定めたものである。NEW NPは、原子炉および核設備、燃料集合体、ならびに原子力設置基盤向けサービスの設計および製造に関連した旧AREVAグループの事業から構成されている。

当該契約の条件の下で、EDFによるNEW NP資本の75.5%の取得は、金融債務を移転しない、調整後評価額24.7億ユーロ（資本の100%）を基礎とした。この価格は、2017年度の予測EBITDA<sup>(1)</sup>の８倍相当であった。

*(1)取得した事業から大型プロジェクトを除く経常的なプロフォーマEBITDA。*

この金額は、完了日（2017年12月31日）現在の確定後の財務諸表に基づいて上方または下方修正される可能性がある。また、完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に応じて、245百万ユーロを上限とするアーンアウト支払額が生じる可能性もある。EDFはまた、負債保証条項の便益も受けている。

EPRオルキルオト３プロジェクトに関する契約および当該プロジェクト完了に必要な資源、ならびにル・クルーズ工場で鍛造された部品に関連する一定の契約は、EDFの取得対象に含まれず、AREVA SA傘下のAREVA NPに留保される。

2017年12月22日付のこれら法的拘束力を持つ契約の署名は、フランス原子力安全当局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）が2017年６月28日に公表したフラマンヴィル３の原子炉容器の試運転に関する肯定的な見解を受けたものであった。2017年７月12日、EDFは、この原子炉容器の一部で識別された炭素偏析に関係するため、一次回路に異常がないことに関する前提条件を放棄することを決定した。

これらの契約はまた、NEW NPに移管された契約に関してル・クルーズ、サン・マルセルおよびジュモンの工場において実施された品質監査の完了および満足な結論も受けたものであった。EDFは、当該品質監査に関連した残留リスクについて、AREVA SAから保証を受けている。

2017年12月31日に、EDFは、Framatomeの75.5%の取得を完了した。

EDFとAREVA SAの間の当該取引の完了と同時に、三菱重工業株式会社およびAssystemは、Framatomeに対するそれぞれ19.5%および５%の投資を引き受けた。

EDFが2017年12月22日に署名した最終的な株式購入契約に定める免責付与メカニズムおよび保証が、三菱重工業株式会社およびAssystemにも適用される。

最後に、このNEW NPの新たな３株主は、2018年１月４日付でNEW NPの名称をFramatomeへ変更することを決定した。

2018年2月3日に、Teollisuuden Voima (TV0)は、欧州一般裁判所に対し、EDFのFramatome取得を認めた欧州委員会の2017年5月29日付決定が集中抑制の規則に違反しているとの理由で、その取消しを求める訴訟を提起した。当該訴訟の通知には、法律上の申立ておよびTV0が提出した主な論拠が記載されているはずであるが、欧州連合官報に未掲載であるため、現時点では、EDFはその内容を知らされていない。

### 2.2.1 経緯

EDFとAREVA SAは、両社間の提案されたパートナーシップに関する協議の進捗を正式に記した法的拘束力を持たない覚書に2015年7月30日付で署名した。この覚書は3つのセクションから構成されていた。

- ・ EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得。この計画では、EDFがAREVA NPの過半数支配を有し、AREVAが戦略的パートナーシップの一環で最大25%を保有し、他の少数持分パートナーにも潜在的に影響が及び得るとされていた。
- ・ フランスおよび国外における新規プロジェクトのための原子力島の設計および建設ならびにコマンド管理システムを最適化するための、EDFが80%、AREVA NP（現Framatome）が20%を所有する専業会社（2017年5月17日創設のEdvance）の設立。
- ・ 包括的な戦略上および産業上のパートナーシップ契約の締結。

2016年7月28日に、追加的な、法的拘束力を持たない覚書が、同じ当事者間で署名された。この覚書は、EDFの取得予定事業に関する最終評価額のEDF取締役会による承認を正式に確認し、2016年度初めからの以下の新たな展開に留意したものであった。

- ・ オルキルト3（OL3）プロジェクトのリスクからEDFを完全に保護するための当初提案された取り決めに係るTV0との協議が不調に終わり、以下の新たな取引構造となった。すなわち、New NPを設立し、EDFが同社の独占的支配権を取得する。同社は、オルキルト3の契約およびEDFが負う意思のなかったリスクに関わるその他一定の契約を除き、AREVA NPが現在保有する契約を引き継ぐ（次項を参照）。
- ・ AREVA NPのル・クルーズ工場において、炭素含有量の管理不十分（炭素偏析）または製造記録の不正の存在による品質不良の事例が観察された。新たな覚書では、これらの問題の帰結に対し、補償およびEDFの保護に関する原則が記載された。すなわち、終了した契約をNew NPに移管しないこと、個別の補償および全般的な保証、取得完了のための品質監査関連の前提条件である。
- ・ AREVA NPは、引き続きAREVA SAの完全所有子会社であり、New NPに移管されない既存契約のすべてを引き続き保有する。

この覚書の条件に従い、2016年11月15日に、株式売却契約が、EDF SAと、AREVA SA／AREVA NPの間で署名された。

この取引の完了は、主に以下を条件としていた。

- ・ フラマンヴィル3の原子炉の一次回路テストの結果に対するASNの有利な結論
- ・ ル・クルーズ、サン・マルセル、ジュモンの工場における品質監査の満足な結論をもつての完了
- ・ 合併を管轄する関係当局の承認。

### 2.2.2 Framatomeの事業

新Framatomeグループの事業は、主に以下のものである。

- ・ 既存の原子力発電所向け原子力発電所構成要素の工業設計、生産および設置、ならびに大型新規原子炉プロジェクトの管理
- ・ 原子力施設の利用可能性および競争力を、同時に計装制御システムの生産により原子力蒸気供給システムの安全性を強化しながら、高めるためのサービス事業
- ・ 電力事業者および一定の研究用原子炉向け核燃料集合体の生産。

これらの事業は、6つの事業単位によって実施され、そのほとんどはフランス、ドイツおよび米国に所在している。

- ・ エンジニアリングおよび設計機関：原子力蒸気供給システムの開発、設計、認証および認可、ならびに関連するサービス
- ・ 大型プロジェクト：新規原子炉プロジェクトのエンジニアリングからプロジェクト完了までの管理および実施。
- ・ 設置基盤：既存および建設中の原子力発電所の保守およびエンジニアリング・サービス
- ・ 燃料：加圧水型原子炉（PWR）、沸騰水型原子炉（BWR）および研究用原子炉向け燃料集合体および炉心構成品の開発、設計、認可および生産、ならびにジルコニウム製品の開発
- ・ 部品：原子力発電所向け重機および移動式機器の設計および生産
- ・ 計装制御（I&C）：稼働中および新設の蒸気供給システムの安全のための計装制御システムの設計および生産。

EDFは、2017年12月31日完了の取得前からのFramatomeの主要顧客であり、当該取引後も同様である（関連当事者に関する注記39を参照）。

EDFはFramatomeを、燃料集合体の生産、発電所保守作業および設備購入（蒸気供給システムの供給および設置等）に利用している。

Framatomeはまた、現在建設中のEDFの新EPR原子炉（フラマンヴィル3およびヒンクリー・ポイントC）向け蒸気供給システムおよび計装制御の当初設計から試運転までの全工程を対象とした供給業者でもある。

### 2.2.3 EDFの財務諸表における会計処理

EDFはFramatomeに対する投資を2017年12月31日付で取得した。

Framatomeの取得は、同社自己資本の75.5%に相当する98,805,807株の取得を伴うものであり、購入費用を含む購入価格は1,894百万ユーロであった。これらの株式は、貸借対照表の投資に分類された（注記18を参照）。当該取得はまた、オフバランスシート・コミットメントにも影響を与えた（注記36を参照）。

### 2.3 ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの明確化

2016年9月におけるEDFの最終的な投資意思決定の後、プロジェクト会社（NNB）と協力して実施されたHPCプロジェクトの費用および予定表のレビューの結論は、以下の通りであった。

- ・ 2019年度半ばに予定されている、1号機建設のための最初の原子力安全コンクリート工程の節目が確認された。ただし、過密スケジュールとなっている最終設計が2018年度末までに確定されることを前提とする。
- ・ プロジェクト完了費用は現在、196億英ポンド（2015年英ポンド<sup>(1)</sup>）と見積られ、従前の見積額を15億英ポンド（2015年英ポンド）上回っている。この新たな見積額は、供給業者と協力する操業活動計画の成功裏の完了を前提としている。見積追加費用<sup>(2)</sup>は、主に、規制当局の要求に適合するよう修正された設計、現場の作業量および優先順位付け、ならびに供給業者契約の段階的实施に関する理解が向上したことに起因する。EDFの予測利益率（IRR）は、当初の約9%に対し、現在は約8.5%と見積られている。
- ・ 商業運転日（COD）の遅延リスクは、1号機については15か月、2号機については9か月と見積られている。当該リスクは、約7億英ポンド（2015年英ポンド）の潜在的追加費用を伴う可能性がある。その場合、EDFのIRRは約8.2%となる。

プロジェクト会社NNBは、当該レビューの勧告を自社のガバナンス規則に準拠して検証および実施する。

プロジェクト管理チームは、1号機の当初の引渡し目標である2025年度末に間に合わせるため、また、費用およびリスク低減のための活動計画を識別および実施するため、懸命に取り組んでいる。

(1) 建設中の利息および当該プロジェクト向け参照為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較しての為替の影響を除く。

(2) 活動計画分を控除後。

### 2.4 CTEの49.9%の売却の完了

2016年12月14日に、EDFは、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesとの間で、Caisse des DépôtsおよびCNP AssurancesによるRéseau de Transport d'Électricité（RTE）の資本の49.9%の取得<sup>(3)</sup>、ならびにRTEの発展を促進する長期パートナーシップの形態に関する法的拘束力を持つ契約を締結した。

(3) Caisse des Dépôtsが29.9%、CNP Assurancesが20%。

最終合意評価額は、RTEの資本100%に対し8,200百万ユーロに設定された。

当該売却のために選択された仕組みに基づき、2016年12月23日に、EDFはRTEに対するすべての持分を新会社（当時の名称はC25）に譲渡し、その対価として、評価額5,143百万ユーロのC25株式および2,667百万ユーロの現金支払を受けた。

2016年12月31日現在、この取引は、EDFの財務諸表上、売却益3,780百万ユーロの臨時損益への計上により反映されている（EDFの2016年度財務諸表に対する注記2.5を参照）。貸借対照表における、EDFのC25に対する投資の認識については、取引後もEDFに留保される部分（50.1%）が投資として分類され、2017年度にCaisse des DépôtsおよびCNP Assurancesに売却される部分（49.9%）が投資有価証券として分類された。

2017年3月31日に、EDFは、2016年12月以後RTEを100%所有していた送電事業者Coentreprise de transport d'électricité（CTE、旧C25）に対する49.9%持分のCaisse des DépôtsおよびCNP Assurancesへの売却を完了した。

この完了後、EDF、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesは、CTEのそれぞれ50.1%、29.9%および20.0%を保有するCTEの共同所有者となった。

この取引の完了により、売却益388百万ユーロが生じ、2017年12月31日現在の臨時損益に計上された（注記14を参照）。

2017年12月31日現在、EDFのCTEに対する50.1%持分は、貸借対照表上、投資として分類され、その評価額は2,705百万ユーロである。

2016年12月19日付政令2016-1781に準拠して、EDFのC25に対する残りの投資（50.1%）は、全額が専用資産に配分される（注記38.2.3を参照）。

## 2.5 1,370億円のサムライ債の発行

2017年1月20日にEDFは、日本市場における期限10年およびそれ以上の4本の優先債（サムライ債）の発行によって、1,370億円（約11億ユーロ）を調達した。

- ・ 固定表面年利率1.088%、期間10年、1,079億円の社債
- ・ 固定表面年利率1.278%、期間12年、196億円のグリーン債
- ・ 固定表面年利率1.569%、期間15年、64億円のグリーン債
- ・ 固定表面年利率1.870%、期間20年、31億円の社債

再生可能投資の専用資金とする合計260億円の2本のトランシェのグリーン債の発行によって、EDFはサムライ・グリーン債の市場を開き、エネルギー移行のための資金調達手段としてのグリーン債の発展への積極的な貢献を続けている。

## 2.6 配当分配に係る3%拠出金の違憲性

2012年にフランスで導入された、配当分配に係る分配額の3%の拠出金は、現金分配を行う会社に対する税金である。

法的な異議申立ての後、憲法制定評議会は2017年10月6日に、この拠出金は分配利益の源泉（および性質）を唯一の根拠として異なる税務上の扱いを創出しており、法および公課の下での平等の原則に反し、よって違憲であるとの判決を下した。

EDFは、2013年度から2017年度までに関する213百万ユーロの還付請求を提出し、2017年度において、遅延利息34百万ユーロを含む、247百万ユーロの税金債権を認識した。2017年12月31日にEDFは、当該請求の一部還付として国から合計235百万ユーロを受け取った。

## 注記3. 2017年度における規制の変更

### 3.1 フランスの規制電力販売料金

#### 「青色」料金

フランス電力市場組織に係るNOME法（フランスのエネルギー法第L.337-4条およびL.337-13条）に準拠して、2015年12月8日以降、CREは、規制電力販売料金に係る理由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

この手続きを経た2017年夏の料金改定、およびCREの2017年7月6日付提案を確認した2017年7月27日付決定により、住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金は、2017年8月1日から1.7%引き上げられた。

2017年度の料金改定の準備段階で、CREは、EDFが提示する市場価格に係る開発費を規制販売料金に負担させないようにするための方法が適切に適用されることを確認する目的で、EDFの販売費の配分について監査を実施した。この点については、料金改定提案を含むCREの2017年7月6日付決定において公式に確認された。

AnodeおよびEngieにより、2016年度および2017年度の料金改定に対する不服申立てが国務院に提起されている。

### 3.2 公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）

#### 法制上および規制上の枠組み

公共エネルギー・サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果である。その新たな法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は、2016年度以降のフランスの財政法に含まれる2つの国家予算項目を通じて補償されることとなる。2018年度の当初の財政法は、2017年度からの継続を示し、2018年度に係る費用について以下の通り規定している。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目72億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付けるすべての契約に係る追加コスト、EDFへの累積補償不足額の払戻しに対する年次拠出金、ならびに2016年度の前年までCSPE税の上限の恩恵を受けていた産業事業者に対する前渡金の返済である。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目30億ユーロ。予算の対象は、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務に伴うコスト（基本的に熱電併給）、およびフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。EDFに返済予定の累積不足額に係る利息も、一般予算を通じて賄われる。
- ・ 2018年度から、電力の「基本必須」料金およびガスの「特別連帯」料金が段階的に廃止され、エネルギー・パワーチャージャー・システムに置き換えられる。このシステムのコストは「公共エネルギー・サービス」プログラムにおいて国家予算の対象となっているが、今後はEDF SAは負担しない。ただしEDFは、2017年度の基本必須料金の請求時期に起因して2018年度も費用を負担する。

2018年度において、このメカニズムは2つの財源を有する。

- ・ 再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに対応するエネルギー移行関連コストおよび、2015年12月31日現在で測定されたEDFが負担した過去の累積補償不足額の払戻しは、2015年度改正財政法により創出された特別「エネルギー移行」予算項目に組み込まれる。2016年12月29日付法律第2016-1917（2017年財政法）は、この特別予算項目のための追加的資金調達を賄う2つの財源を、石炭、褐炭およびコークスに係る内国税（TICC）の一部、ならびにエネルギー製品に係る内国税（TICPE）の一部と規定した。2018年財政法では、予測税収の不確実性を回避するためにTICCとTICPEの比率を一定

金額に置き換え、また「エネルギー移行」予算項目の財源を拡大して、エネルギー法第L.314-14-1条により認められる通り、発電源証明の競売収入を含めている。

- ・ その他の公共サービス費用は、再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに関連する費用（燃料不足、フランス本土の電力網に接続していない地域における料金平準化、熱電併給、エネルギー・オンブズマン向け予算等）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- ・ 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含められる。CSPEは、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者に直課され（そして電力供給業者から集金され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者に直課される。

CSPEの水準は、2018年度において2017年度と同水準であり、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、7種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備の炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり0.5ユーロから7.5ユーロに設定されている。

購入義務契約の締結および管理に関連するコストは、2017年度と同様に、2018年度も補償対象として適格である。これは年間約45百万ユーロの金額に関連する。

2017年度改正財政法は、2017年度の公共サービス費用について国が支払った補償金額を下方修正した。これらの費用は、2017年度見限りである2016年7月から2017年7月までにおける電力市場価格の上昇により、電力の購入料金と市場価格の差異が自動的に縮小したことから、大幅に減少していた。

#### EDFが負担する公共サービス費用

EDFへの補償対象費用（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）の2017年度の額は6,558百万ユーロであり、風力および太陽光発電量の増加により、2016年度から僅かに増加した。

この新CSPEシステムの適用による2017年度中の受取額（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）は合計7,065百万ユーロで、2016年度を上回った。その主な原因は、「エネルギー移行」予算項目からのEDFへの414百万ユーロの補償金の支払いを繰り延べるという政府決定であった。この繰延が2017年度の「エネルギー移行」予算項目を通じた資金調達に与える影響は、2017年3月28日付の予算繰越決定により調整された。

2015年12月31日現在5,780百万ユーロの累積補償不足額に対応するEDF債権の払戻スケジュールは、2016年5月13日付省議決定により規定され、2016年12月2日に改定された。このスケジュールに基づき、当該債権は2020年度までに全額払い戻される予定である。2016年12月22日にEDFは、この債権の一部（15億ユーロ）を2グループの譲受者に対する「ダイイ法」の割当を通じて証券化した。その結果、2017年1月1日以後、EDFは、払戻スケジュールに規定された政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%を受け取っている。残額は直接購入者に支払われている。

2017年12月31日現在、国は、2017年度に期限到来する904百万ユーロのうち881百万ユーロを支払済みであった。残額23百万ユーロは2018年1月2日に支払われた。

最後に、公共エネルギー・サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2017年7月13日にCREは、2016年度の公共サービス費用（6,345百万ユーロ）を記録し、かつ2017年度の改訂費用予測（6,698百万ユーロ）および2018年度の費用予測（7,390百万ユーロ）を提供する決定を公表した。

### 3.3 フランスの発電容量メカニズム

2015年11月13日に、欧州委員会は、提案されたフランスの発電容量メカニズムがEUの政府補助金規則に適合しているかを判定するための綿密な調査を開始した。

2016年11月8日に、欧州委員会は、フランスの発電容量メカニズムの提案を承認した。この調査の過程でフランスは、当該メカニズムを改正し、新規発電容量に関する長期（7年）契約の導入、国外発電容量の容認、および市場操作の予防措置を講ずることに同意した。

2017年度の発電容量の競売が、2016年12月15日および2017年4月27日の2回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。義務対象の発電容量購入者と発電容量を売却する事業者との間で売買された取引量および価格は、2016年12月において22.6GW、kW当たり10ユーロ（2017年度の市場参照価格）、2017年4月において0.5GW、kW当たり10.42ユーロであった。

発電容量価格は、供給業者としてのEDFまたは他の供給業者との契約を通じて顧客に転嫁されている。この価格は既に、市場価格契約による顧客向け請求書に含まれている。規制販売料金による顧客については、発電容量コストは、2017年8月の料金変更に組み込まれた。

2018年度の発電容量に関する競売は、2017年11月（取引量10.96GW、価格kW当たり9.31ユーロ）および2017年12月（取引量10.25GW、価格kW当たり9.38ユーロ）に行われ、2018年度の市場参照価格はkW当たり9.34ユーロと決定された。

2019年度に関する初回の競売も、2017年12月に行われ、取引量1.22GW、価格kW当たり13ユーロに関連していた。

2018年度には、2017年度および2018年度（参加者間の再バランス）ならびにそれ以降の年度（2019年度から2022年度）の発電容量に関して、さらなる競売が行われる予定である。

### 3.4 フランスの規制ガス販売料金

2017年7月19日付決定により、国務院は、天然ガスの規制販売料金に関する2013年5月16日付政令を廃止した。その理由は、その料金水準を維持することが欧州連合法に反するからであった。これらのガス料金は、指令2009/73/ECに規定する要件を満たさず、特に、一般的な経済利益目標を追求するものではなかった。

ただし、この決定は、争点となった政令を廃止したが、2016年1月1日付で発効した規制ガス販売料金に関するエネルギー法の規制条項については廃止しなかった。

従って、現状では、規制ガス販売料金は、首相が当該規定を取消す対策を講じるまでは、効力を有している。

### 3.5 省エネ証書：第四期（2018年度-2020年度）

フランスの環境・エネルギー・海洋担当省により発行され、2017年5月3日付官報に公布された、2017年5月2日付政令2017-690は、2018年1月1日から2020年12月31日までの省エネ義務の第四期に係る義務水準を設定している。この3年間の全体的な義務水準は、「標準」義務1,200TWhc、エネルギー貧困状況にある世帯のための義務400TWhcであり、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから、当該政令によって大幅に増加した。

エネルギー販売者は、エネルギー効率の高い操業により消費者を支えること、政府が承認した省エネ証書の仕組みに資金を供給すること、適格な参加者から証書を購入すること、という3つの方法により、その義務を履行することができる。過去の期間に獲得した証書の余剰「在庫」も、義務の履行に寄与する。期末現在で不足がある場合、義務対象参加者は、エネルギー法第L221-4条に規定する不足について、MWhc当たり15ユーロの罰金を財務省に支払わなければならない。これは現在の標準義務コストの約3倍である。

EDFは、国の設定目標を達成するため、証書の獲得数を徐々に増やすべく、あらゆる努力をする所存である。しかし、義務の大幅な増加および省エネ証書市場が現状では厚みがなく将来の流動性が不確実であることから、EDFは、第四期に関して証書不足のリスクにさらされている。

### 3.6 ARENH

2016年11月/12月における極めて多数のARENH申請が行われ、2017年5月の委員会において2017年度の引渡し合計約82TWhが確認された後、2017年11月に行われた2018年度の引渡しに関するARENH申請は合計94.6TWhであった。最近の規則変更により、電力網損失に起因した申請が大幅に増加した（2017年度の0.7TWhから2018年度の9.2TWh）。代替供給業者による要請量は85.4TWhであり、2017年度から約4TWhの増加であった。

この申請量は、2018年度の引渡しに関して2017年度第3四半期末から適用された価格に起因しており、また、ARENHに発電容量保証の提供も含まれるという事実にも起因している。

## 損益計算書

### 注記4．売上高

売上高の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)   | 2017年度 | 2016年度 |
|--------------|--------|--------|
| エネルギー売上高(1)  | 40,131 | 38,836 |
| 商品およびサービス売上高 | 2,240  | 2,021  |
| 売上高          | 42,371 | 40,857 |

(1) 電力およびガス売上高中の引渡コストに相当する部分を含む。

2017年度においてEDFの売上高は増加したが、これは、2016年度には申請がなかったARENH申請が2017年度に高水準（82.1TWh）であったことを反映していた。この増加は、2014年8月1日から2015年7月31日までの期間に係る規制販売料金の遡及的是正による影響額1,018百万ユーロが2016年度には計上された一方で、2017年度には対応する金額がなかったことにより、一部相殺されている。

### 注記5．営業補助金

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度 | 2016年度 |
|------------|--------|--------|
| 営業補助金      | 6,558  | 6,532  |

営業補助金は、主に、公共電力サービスに対する拠出金（CSPE）に関して、EDFが受け取ったか受け取る予定の補助金から構成される。財務諸表上、この補償は、2017年度に6,547百万ユーロ（2016年度に6,510百万ユーロ）の利益に反映されている。この増加は、主に太陽光および風力発電エネルギー購入量の増加が電力市場価格の上昇により相殺されて、購入義務に関する補助金が増加したためである。



## 注記６．引当金および減損の戻入額

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年度 | 2016年度 |
|-------------------|--------|--------|
| リスク引当金の戻入         | 382    | 261    |
| 年金および類似債務         | 998    | 1,219  |
| 使用済燃料管理           | 851    | 817    |
| 放射性廃棄物長期管理(1)     | 236    | 698    |
| 原子力発電所の廃炉         | 131    | 159    |
| 化石燃料火力および水力発電所の廃炉 | 49     | 51     |
| その他費用引当金          | 122    | 225    |
| 費用引当金の戻入          | 2,387  | 3,169  |
| 減価償却の戻入           | 462    | 378    |
| 引当金および減損の戻入額合計    | 3,231  | 3,808  |

(1) 2016年度のこの項目は、放射性廃棄物長期管理引当金から使用済燃料管理引当金への組替465百万ユーロを含んでいた。

## 注記７．その他の営業収益および費用振替額

| (単位：百万ユーロ) | 2017年度 | 2016年度 |
|------------|--------|--------|
| その他の営業収益   | 740    | 665    |
| 費用振替額      | 83     | 119    |
| 合計         | 823    | 784    |

## 注記８．購入およびその他の対外費用

| (単位：百万ユーロ)          | 2017年度 | 2016年度 |
|---------------------|--------|--------|
| 購入燃料使用分(1)          | 3,186  | 2,894  |
| エネルギー購入(2)          | 15,870 | 12,427 |
| サービスおよびその他購入品使用分(3) | 17,667 | 18,087 |
| 購入およびその他の対外費用       | 36,723 | 33,408 |

- (1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（核燃料、核分裂性物質、石炭、石油およびガス）および核燃料サイクルに関連するサービスの購入に関連するコストを含んでいる。当該項目はまた、温室効果ガス排出権の使用分を含んでいる（注記1.19.1を参照）。
- (2) エネルギー購入は購入義務を含んでいる。エネルギー購入の増加は主に、市場購入の増加によるものであり、特に2016年度に開始された追加テストのための原子炉停止による原子力発電量の減少に応じたARENH申請に関する調達のためのものである。
- (3) サービス購入は子会社であるEnedisが請求する配送網接続料を含んでいる。引渡しを除くと、サービス購入は2017年度において357百万ユーロ減少した。

## 注記９．法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の詳細は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)  | 2017年度 | 2016年度 |
|-------------|--------|--------|
| 給与・賃金に対する税金 | 174    | 176    |
| エネルギー関連の税金  | 1,249  | 1,236  |
| 地域経済拠出金     | 417    | 482    |
| 資産税         | 413    | 408    |

|            |       |       |
|------------|-------|-------|
| その他税金      | 314   | 314   |
| 法人所得税以外の税金 | 2,567 | 2,616 |

注記10. 人件費

|            |        |        |
|------------|--------|--------|
| (単位：百万ユーロ) | 2017年度 | 2016年度 |
| 給与・賃金      | 3,831  | 4,001  |
| 社会保障費      | 2,923  | 2,873  |
| 人件費        | 6,754  | 6,874  |

人件費の減少は、主に従業員数の減少を反映している。

|        | 2017年度 |        |        | 2016年度 |  |
|--------|--------|--------|--------|--------|--|
|        | 管理職    | その他    | 合 計    | 合 計    |  |
| IEG従業員 | 27,817 | 34,676 | 62,493 | 65,256 |  |
| その他    | 1,818  | 2,266  | 4,084  | 4,238  |  |
| 平均従業員数 | 29,635 | 36,942 | 66,577 | 69,494 |  |

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている。

注記11. 営業取引に係る減価償却費、償却費および引当金繰入額

11.1 減価償却費および償却費

|                         |        |        |
|-------------------------|--------|--------|
| (単位：百万ユーロ)              | 2017年度 | 2016年度 |
| 無形資産償却費                 | 216    | 181    |
| 有形固定資産減価償却費：            |        |        |
| －EDF所有(1)               | 2,864  | 2,451  |
| －委譲運営(2)                | 260    | 246    |
| 固定資産減価償却費および償却費合計       | 3,340  | 2,878  |
| その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用 | 26     | 26     |
| 減価償却費および償却費合計           | 3,366  | 2,904  |

(1) 石油火力発電所の閉鎖による2017年度の加速償却115百万ユーロを含む。

(2) この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

## 11.2 引当金および減損

| (単位：百万ユーロ)           | 2017年度 | 2016年度 |
|----------------------|--------|--------|
| リスク引当金(1)            | 78     | 372    |
| 年金および類似債務            | 889    | 891    |
| 使用済核燃料管理             | 443    | 389    |
| 放射性廃棄物長期管理           | 118    | 173    |
| 原子力発電所の廃炉および炉心核燃料(2) | 2      | 156    |
| 火力および水力発電所の廃止        | 19     | 22     |
| その他費用引当金             | 160    | 137    |
| 費用引当金                | 1,631  | 1,768  |
| 減損(3)                | 366    | 506    |
| 引当金および減損合計           | 2,075  | 2,646  |

(1) 大半は供給および販売契約に関係している。

(2) 2016年度は、シノンの放射性材料工場に係る増加125百万ユーロを含む。

(3) 2016年度は、2017年度初めのポルシュヴィル火力発電所1号機の閉鎖決定を受けた増加29百万ユーロを含む。

## 注記12. その他の営業費用

その他の営業費用は、2017年度に1,644百万ユーロ（2016年度に1,482百万ユーロ）であり、特に、回収不能債権に係る損失、ソフトウェアに係るロイヤルティ、省エネ証書の在庫変動および撤去または廃棄済資産の正味帳簿価額を含んでいる。

## 注記13. 金融損益

| (単位：百万ユーロ)                       | 2017年度  | 2016年度  |
|----------------------------------|---------|---------|
| 投資による収益(1)                       | 1,828   | 2,240   |
| その他の有価証券および固定資産関連受取債権による収益(2)    | 496     | 555     |
| 受取利息および類似収益ならびに支払利息および類似費用(3)    | (1,325) | (2,856) |
| 引当金および減損戻入額ならびに費用振替額(4)          | 948     | 1,535   |
| 為替差損益                            | (172)   | 466     |
| ・差益                              | 2,256   | 3,061   |
| ・差損                              | (2,428) | (2,595) |
| 市場性のある有価証券売却益                    | (140)   | (35)    |
| ・純利益                             | 18      | 9       |
| ・純損失                             | (158)   | (44)    |
| 金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(5)、以下を含む： | (2,623) | (3,169) |
| ・従業員給付に係る割引費用                    | (585)   | (688)   |
| ・原子力引当金に係る割引費用                   | (1,881) | (2,178) |
| 金融損益                             | (988)   | (1,264) |

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- Enedis（2017年度659百万ユーロ、2016年度551百万ユーロ）。
- C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2017年度334百万ユーロ、2016年度345百万ユーロ）。
- EDF International（2017年度200百万ユーロ、2016年度500百万ユーロ）。
- EDF Holding（2016年度517百万ユーロ、2017年度は相当額なし）。
- PEI（2017年度101百万ユーロ、2016年度55百万ユーロ）。
- EDF Immo（2017年度234百万ユーロ、2016年度61百万ユーロ）。

- RTE (2016年度129百万ユーロ、2017年度は相当額なし)。
- CTE (2017年度60百万ユーロ、2016年度は相当額なし)。
- EDEV (2017年度123百万ユーロ、2016年度は相当額なし)。

(2) 2017年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する64百万ユーロの収益を含んでいる(2016年度100百万ユーロ)。

(3) 変動は基本的に、通貨商品に係る未実現為替差損益の変動(1,401百万ユーロ)によるものである。

(4) この変動は、主に、永久債に係る未実現為替差損引当金の戻入524百万ユーロを反映している(注記27を参照)。

(5) この変動は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の割引費用297百万ユーロ、ならびに長期および雇用後給付引当金の変動に伴う影響103百万ユーロを含んでいる。

2017年度において、原子力引当金の割引費用は、実質割引率が2016/2015年度同期に比して2016年度からの低下が僅かであったこと(2017年12月31日現在は2.6%、2016年12月31日現在は2.7%、2015年12月31日現在は2.9%)により減少した。

#### 注記14. 臨時損益

2017年12月31日現在、臨時項目により純利益1,232百万ユーロが生じた。その主要項目は以下の通りである。

- RTE取引完了時のCTE投資有価証券の売却による純利益388百万ユーロ(注記2.4を参照)。
- 運用ポートフォリオ管理の一環として実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益872百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額62百万ユーロ。

2016年12月31日現在、臨時項目により純利益4,277百万ユーロが生じた。その主要項目は以下の通りである。

- RTE全株式の新会社C25への譲渡に係る純利益3,780百万ユーロ(注記2.4を参照)。
- 運用ポートフォリオ管理の一環として実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益367百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額126百万ユーロ。

#### 注記15. 法人所得税

##### 15.1 納税グループ

1988年1月1日以降、EDFおよび一定の子会社は、フランスの税制で規定される連結納税制度(フランス税法第223条Aから223条U)の適用を受けるグループを組成している。2017年度の連結納税グループは、Enedis、EDF International、EDF Énergies NouvellesおよびDalkiaを含む234の子会社から構成されている。2017年1月1日現在、RTEおよびその子会社は納税グループには含まれていない。

##### 15.2 未払法人所得税

フランス税法第223条Aに基づき、EDFは唯一、連結納税グループの代表として、法人所得税および追加の関連する負担の支払義務を負っている。

納税グループの構成企業間の連結納税契約では、その契約が中立的効果を持つものでなければならぬと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならぬと定めている。

配当分配に係る3%拠出金が違憲であるとの発表を受けて、EDFは、247百万ユーロの税金債権を計上した（注記2.6を参照）。

フランスでは、2017年度の当初財政法により、法人所得税に加えて、2017年度の課税所得のみに課される2件の例外的拠出金が導入された。これらの累積的拠出金はそれぞれ、売上収益が10億ユーロおよび30億ユーロ超の大企業に適用される。EDFは両方に関連し、その結果、2017年度の法人所得税率は44.43%となった（社会的貢献3.3%を含む）。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2017年度に687百万ユーロの未収法人所得税を計上した。

その内訳は以下の通りである。

- 2017年度の欠損金に係る未収税金677百万ユーロ。
- 臨時損益に係る未収税金69百万ユーロ（3%拠出金の違憲性による247百万ユーロを含む）。
- 連結納税から生じた調整に係る費用59百万ユーロ。

### 15.3 競争力および雇用に係る税額控除（CICE）

フランスのCICE税額控除制度のもとで2016年度分として2017年度に受け取った金額は、当社の投資および人材採用の取り組みの資金源とすることが目的とされている。

### 15.4 繰延税金

繰延税金は、EDFの個別財務諸表上では認識されていない。繰延税金は、各項目の会計上の価額と税務上の価額との差額により生じる。これらは一般に、収益および費用の認識における期間差異により生じる。

- 繰延税金資産は、将来の年度において損金に算入される費用、または将来の課税所得を減額する繰越欠損金を表している。
- 繰延税金負債は、将来の会計上の費用で先に税務上損金に算入されたもの、または、会計上の収益で将来の年度に益金となり将来の課税所得を増加させるものを表している。

繰延税金の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

|                           | 2017年12月31日<br>現在 | 2016年12月31日<br>現在 | 変動             |
|---------------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| <b>1. 繰延税金資産が生じる期間差異</b>  |                   |                   |                |
| - 引当金の損金不算入額(1)           | (13,925)          | (14,938)          | 1,013          |
| - 金融商品および未実現為替差益          | 43                | (967)             | 1,010          |
| - その他                     | (312)             | (378)             | 66             |
| <b>標準税率を適用される繰延税金資産合計</b> | <b>(14,194)</b>   | <b>(16,283)</b>   | <b>2,089</b>   |
| <b>2. 繰延税金負債が生じる期間差異</b>  |                   |                   |                |
| - 金融商品および未実現為替差損          | 19                | 2,276             | (2,257)        |
| - その他                     | 1,926             | 1,716             | 210            |
| <b>標準税率を適用される繰延税金負債合計</b> | <b>1,945</b>      | <b>3,992</b>      | <b>(2,047)</b> |
| - 未課税資産譲渡益、資産譲渡損控除後       | -                 | 79                | (79)           |
| - 15%課税の損失引当金繰入額          | (8)               | (10)              | 2              |
| <b>軽減税率を適用される繰延税金負債合計</b> | <b>(8)</b>        | <b>69</b>         | <b>(77)</b>    |
| <b>繰延税金の基礎</b>            | <b>(12,257)</b>   | <b>(12,222)</b>   | <b>(35)</b>    |
| 標準税率による将来の税金資産（純額）(2)     | 3,338             | 3,585             | (247)          |
| 軽減税率による将来の税金負債（純額）        | 1                 | (2)               | 3              |

(1) 主として従業員雇用後給付に関係している。

(2) 長期の期間差異については25.82%の法人所得税率を適用している。

## 貸借対照表

## 注記16. 無形および有形固定資産の総額

| (単位：百万ユーロ)              | 2016年<br>12月31日<br>現在総額 | 増加            | 減少           | 2017年<br>12月31日<br>現在総額 |
|-------------------------|-------------------------|---------------|--------------|-------------------------|
| ソフトウェア                  | 1,379                   | 291           | 84           | 1,586                   |
| その他                     | 240                     | 8             | 1            | 247                     |
| <b>無形資産</b>             | <b>1,619</b>            | <b>299</b>    | <b>85</b>    | <b>1,833</b>            |
| 土地                      | 118                     | 4             | 3            | 119                     |
| 建物                      | 10,351                  | 310           | 61           | 10,600                  |
| 原子力発電所                  | 54,202                  | 2,896         | 992          | 56,106                  |
| 電力網以外の機械および設備           | 12,572                  | 642           | 123          | 13,091                  |
| EDF所有電力網                | 999                     | 28            | -            | 1,027                   |
| その他                     | 1,547                   | 126           | 83           | 1,590                   |
| <b>EDF所有有形固定資産</b>      | <b>79,789</b>           | <b>4,006</b>  | <b>1,262</b> | <b>82,533</b>           |
| 土地                      | 40                      | -             | -            | 40                      |
| 建物                      | 9,906                   | 140           | 14           | 10,032                  |
| 電力網以外の機械および設備           | 1,504                   | 77            | 11           | 1,570                   |
| 委譲電力網                   | 2,658                   | 111           | 16           | 2,753                   |
| その他                     | 11                      | 10            | 1            | 20                      |
| <b>委譲運営有形固定資産(1)</b>    | <b>14,119</b>           | <b>338</b>    | <b>42</b>    | <b>14,415</b>           |
| 有形固定資産(2)               | 14,059                  | 6,141         | 4,068        | 16,132                  |
| 無形資産(2)                 | 632                     | 388           | 313          | 707                     |
| 発注に係る前渡金および未成業務支出金      | 3,050                   | -             | 46           | 3,004                   |
| <b>建設中の資産</b>           | <b>17,741</b>           | <b>6,529</b>  | <b>4,427</b> | <b>19,843</b>           |
| <b>無形および有形固定資産合計(3)</b> | <b>113,268</b>          | <b>11,172</b> | <b>5,816</b> | <b>118,624</b>          |

(1) 委譲運営資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に係る。

(2) 当年度の投資は、主に既存発電所の装置およびフラマンヴィル3 EPR建設に係っている。

(3) 2017年12月31日現在フラマンヴィル3 EPR(9,732百万ユーロ)を含む。

## 注記17. 無形および有形固定資産に関する減価償却費、償却費および減損

| (単位：百万ユーロ)              | 2016年<br>12月31日現在 | 増加           | 減少           | 2017年<br>12月31日現在 |
|-------------------------|-------------------|--------------|--------------|-------------------|
| ソフトウェア                  | 649               | 206          | 83           | 772               |
| その他                     | 102               | 26           | -            | 128               |
| <b>無形資産</b>             | <b>751</b>        | <b>232</b>   | <b>83</b>    | <b>900</b>        |
| 土地および建物                 | 6,952             | 244          | 54           | 7,142             |
| 原子力発電所                  | 38,429            | 2,093        | 1,108        | 39,414            |
| 電力網以外の機械および設備           | 8,018             | 555          | 125          | 8,448             |
| EDF所有電力網                | 445               | 29           | -            | 474               |
| その他                     | 923               | 148          | 82           | 989               |
| <b>EDF所有有形固定資産</b>      | <b>54,767</b>     | <b>3,069</b> | <b>1,369</b> | <b>56,467</b>     |
| 土地および建物                 | 6,211             | 142          | 11           | 6,342             |
| 電力網以外の機械および設備           | 1,033             | 30           | 11           | 1,052             |
| 委譲電力網                   | 1,082             | 72           | 14           | 1,140             |
| その他                     | 11                | -            | 1            | 10                |
| <b>委譲運営有形固定資産</b>       | <b>8,337</b>      | <b>244</b>   | <b>37</b>    | <b>8,544</b>      |
| <b>建設中の有形資産</b>         | <b>141</b>        | <b>54</b>    | <b>7</b>     | <b>188</b>        |
| <b>減価償却費、償却費および減損合計</b> | <b>63,996</b>     | <b>3,599</b> | <b>1,496</b> | <b>66,099</b>     |

## 注記18. 金融資産

## 18.1 金融資産の変動

| (単位：百万ユーロ)        | 2017年12月31日現在<br>総額 | 2016年12月31日現在<br>総額 |
|-------------------|---------------------|---------------------|
| 投資(1)             | 58,594              | 55,667              |
| 投資に関連する債権         | 55                  | 51                  |
| 投資有価証券(2)         | 17,875              | 16,698              |
| その他の投資            | 269                 | 257                 |
| CSPE債権(3)         | 3,294               | 4,184               |
| 子会社貸付金その他の金融資産(4) | 9,095               | 9,686               |
| <b>金融資産合計、総額</b>  | <b>89,182</b>       | <b>86,543</b>       |
| 投資および関連債権の減損      | (204)               | (171)               |
| 投資有価証券の減損         | (55)                | (183)               |
| <b>減損合計</b>       | <b>(259)</b>        | <b>(354)</b>        |
| <b>金融資産合計、純額</b>  | <b>88,923</b>       | <b>86,189</b>       |

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- 購入費用含め1,894百万ユーロのFramatomeの75.5%の取得（注記2.2を参照）。
- CTEの49.9%の売却完了のための、2017年度における128百万ユーロでのCTE株式の追加取得。
- EDF Nouveaux Business Holdingの増資引受。
- EDF Investによる新規投資：
  - ・ Altaroad（イタリアの高速道路委譲運営者であるAutostrade per l'Italiaに対する少数持分）の増資引受
  - ・ Cliart（SMART SIDE不動産開発業者：クリシー・サン・トゥーアンのオフィス・ビルの建設）の増資引受
  - ・ Eureizen（オランダの駐車場運営者であるQ-Park NVに対する少数持分）の増資引受
  - ・ Manostock（炭化水素貯蔵会社であるGéoseilに対する少数持分）の増資引受
  - ・ Siticav（オフィスおよび技術施設のポートフォリオを管理しており当該ポートフォリオがすべてTelecom Italiaにリースされているイタリアの会社、Central Sicafに対する少数持分）の増資引受
  - ・ C60（ルヴァロワ・ペレ所在のEcowest不動産部門に対する50%持分）の増資引受。



(2) 投資有価証券の変動は、主に期中の専用資産の取得および売却に対応するものである。専用資産の取得および売却により、2017度に正味売却益872百万ユーロが発生した（注記14を参照）。

2016年12月31日現在2,566百万ユーロで投資有価証券として分類されていた、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesに売却予定のCTE（旧C25）株式（49.9%）は、2017年3月に当該売却取引の完了をもって売却された。2017年12月31日現在、CTEに対するEDFの50.1%持分は、貸借対照表上、投資として分類され、2,705百万ユーロの価額で計上されている（注記2.4を参照）。

(3) この債権は、公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）における2015年12月31日現在の累積不足額および関連する金融費用から構成されている。2017年度中に受け取った払戻額は利息を含め954百万ユーロであった（2016年度293百万ユーロ）（注記3.2を参照）。

(4) 2017年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計9,004百万ユーロであり、EDF Internationalに対する4,309百万ユーロ、EDF Energy UK Ltd.に対する1,425百万ユーロ、Dalkiaに対する1,223百万ユーロ、EDF Energies Nouvellesに対する985百万ユーロ、PEIに対する858百万ユーロおよびEdisonに対する70百万ユーロを含む。

## 18.2 子会社および資本金の50%以上に対する投資

| (単位：百万ユーロ)                              | 所有持分の<br>帳簿価額<br>総額 | 2017年<br>12月31日現在<br>減損計上額 | 資本<br>保有率<br>(%) | 2016年<br>12月31日現在<br>自己資本 | 2016年度<br>純利益 | 2017年度<br>受取<br>配当金 | 2016年度<br>売上高 |
|-----------------------------------------|---------------------|----------------------------|------------------|---------------------------|---------------|---------------------|---------------|
| <b>I 子会社</b>                            |                     |                            |                  |                           |               |                     |               |
| <b>*持株会社</b>                            |                     |                            |                  |                           |               |                     |               |
| EDEV                                    | 6,891               | -                          | 100              | 6,430                     | 144           | 123                 | 2             |
| EDF International                       | 25,930              | -                          | 100              | 20,501                    | (720)         | 200                 | 1             |
| EDF Production Électrique Insulaire SAS | 561                 | -                          | 100              | 859                       | 135           | 101                 | 691           |
| EDF Holding SAS                         | 1,950               | -                          | 100              | 2,080                     | (91)          | -                   | -             |
| Société C3                              | 11,196              | -                          | 100              | 11,646                    | 352           | 334                 | -             |
| EDF Immo                                | 1,361               | -                          | 100              | 1,627                     | 246           | 234                 | -             |
| EDF group Support Services              | nm                  | -                          | 100              | nm                        | nm            | -                   | 146           |
| CTE（旧C25）(1)                            | 2,705               | -                          | 50.1             | 5,139                     | (4)           | 60                  | -             |
| その他の会社                                  | 1,968               | 15                         | 100              | 1,082                     | 75            | 83                  | 7             |
| <b>*工業および商業会社</b>                       |                     |                            |                  |                           |               |                     |               |
| <b>フランス</b>                             |                     |                            |                  |                           |               |                     |               |
| Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim | 3                   | -                          | 50               | 10                        | -             | -                   | 4             |
| Dalkia Investissement                   | 200                 | 27                         | 100              | 158                       | 8             | 4                   | nm            |
| Dalkia France                           | 967                 | -                          | 100              | 599                       | 35            | 8                   | 2,040         |
| Enedis                                  | 2,700               | -                          | 100              | 5,088                     | 788           | 659                 | 13,846        |
| Framatome                               | 1,894               | -                          | 75.5             | -                         | -             | -                   | -             |
| <b>その他の国々</b>                           |                     |                            |                  |                           |               |                     |               |
| Emosson                                 | 14                  | 14                         | 50               | 130                       | -             | -                   | 33            |
| Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)          | 3                   | -                          | 50               | 109                       | 4             | 0                   | 17            |
| Forces Motrices du Châtelôt             | nm                  | -                          | 50               | 8                         | nm            | nm                  | 4             |
| *その他の企業(GIE EIFER)                      | 120                 | 117                        | -                | -                         | -             | -                   | -             |
| <b>合計 I</b>                             | <b>58,463</b>       | <b>173</b>                 |                  |                           |               | <b>1,806</b>        |               |

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

(1) CTE (IHC25) はRTEの100%所有会社である。

### 18.3 子会社および資本金の50%未満に対する投資

| (単位：百万ユーロ)                      | 所有持分の<br>帳簿価額<br>総額 | 2017年<br>12月31日現在<br>減損計上額 | 資本<br>保有率<br>(%) | 2016年<br>12月31日現在<br>自己資本 | 2016年度<br>純利益 | 2017年度<br>受取配当金 |
|---------------------------------|---------------------|----------------------------|------------------|---------------------------|---------------|-----------------|
| <b>I 子会社</b>                    |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| 合計 I 繰越                         | 58,463              | 173                        |                  |                           |               | 1,806           |
| <b>II 投資</b>                    |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| II.1 EDFが10%から50%の持分を<br>保有する会社 |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| ＊工業および商業会社                      |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| フランス                            |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| Trimet France                   | 130                 | 31                         | 35               | 294                       | 37            | 11              |
| 合計 II.1                         | 130                 | 31                         |                  |                           |               | 11              |
| II.2 EDFが10%未満の持分を<br>保有する会社    |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| その他の会社                          | -                   | -                          | -                | -                         | -             | -               |
| その他の国々                          |                     |                            |                  |                           |               |                 |
| Forces Motrices de Mauvoisin    | 1                   | -                          | 10               | 110                       | 5             | nm              |
| 合計 II.2                         | 1                   | -                          |                  |                           |               | -               |
| 合計 II                           | 131                 | 31                         |                  |                           |               | 11              |
| 投資合計、総額                         | 58,594              | 204                        |                  |                           |               | 1,817           |
| 投資合計、純額                         | 58,390              |                            |                  |                           |               |                 |

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

### 18.4 投資有価証券ポートフォリオ

| (単位：百万ユーロ) | 期首現在       |            |        | 期末現在       |            |        |
|------------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|
|            | 帳簿価額<br>総額 | 帳簿価額<br>純額 | 公正価値   | 帳簿価額<br>総額 | 帳簿価額<br>純額 | 公正価値   |
| 投資有価証券価額   | 16,698     | 16,520     | 17,606 | 17,875     | 17,825     | 19,717 |

2017年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオは、専用資産17,825百万ユーロから構成されている。

2017年度にEDFは、CTEの49.9%の売却取引完了のためにCTE (IHC25) 株式をすべて売却した（注記2.4を参照）。EDFはまた、AREVA SA株式もすべて売却した。

### 18.5 自己株式の変動

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

この株式買戻プログラムには、フランス市場監督機関のAMFが要求する流動性契約が含まれている。

| (単位：百万ユーロ) | 2016年12月31日現在<br>総額 | 増加  | 減少    | 2017年12月31日現在<br>総額 |
|------------|---------------------|-----|-------|---------------------|
| 自己株式       | 26                  | 113 | (102) | 37                  |

2017年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオに含まれる自己株式は、合計価額37百万ユーロの3,379,422株を示している。

#### 18.6 貸付金および投資に関連する債権

| (単位：百万ユーロ)      | 流動性   |       |       | 2017年<br>12月31日現在<br>総額 | 2016年<br>12月31日現在<br>総額 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------------------------|-------------------------|
|                 | 1 年未満 | 1－5 年 | 5 年超  |                         |                         |
| 投資に関連する債権       | 6     | -     | 49    | 55                      | 51                      |
| CSPE債権          | 1,280 | 2,014 | -     | 3,294                   | 4,184                   |
| 貸付金その他の金融資産     | 6,220 | 1,619 | 1,256 | 9,095                   | 9,687                   |
| 貸付金および投資に関連する債権 | 7,506 | 3,633 | 1,305 | 12,444                  | 13,922                  |

[次へ](#)

## 注記19. 棚卸資産および仕掛品

| (単位：百万ユーロ)  | 2017年12月31日現在 |       |       | 2016年12月31日現在 |       |        |
|-------------|---------------|-------|-------|---------------|-------|--------|
|             | 総額            | 引当金   | 純額    | 総額            | 引当金   | 純額     |
| 核燃料         | 8,693         | (15)  | 8,678 | 8,746         | (19)  | 8,727  |
| その他の原材料     | 123           | -     | 123   | 185           | -     | 185    |
| その他の貯蔵品     | 1,186         | (179) | 1,007 | 1,109         | (198) | 911    |
| 仕掛品その他の棚卸資産 | 161           | -     | 161   | 333           | (30)  | 303    |
| 棚卸資産合計      | 10,163        | (194) | 9,969 | 10,373        | (247) | 10,126 |

## 注記20. その他の流動資産

| (単位：百万ユーロ)   | 流動性    |       |       | 2017年<br>12月31日現在<br>総額 | 2016年<br>12月31日現在<br>総額 |
|--------------|--------|-------|-------|-------------------------|-------------------------|
|              | 1年未満   | 1－5年  | 5年超   |                         |                         |
| 発注に係る前渡金     | 368    | 225   | 193   | 786                     | 1,097                   |
| －営業債権：       |        |       |       |                         |                         |
| 請求額          | 2,524  | -     | -     | 2,524                   | 2,299                   |
| 未請求受取債権(1)   | 12,972 | -     | -     | 12,972                  | 14,188                  |
| －その他の受取債権(2) | 5,494  | 84    | 171   | 5,749                   | 5,860                   |
| 営業受取債権       | 20,990 | 84    | 171   | 21,245                  | 22,347                  |
| 現金性金融商品(3)   | 458    | 753   | 885   | 2,096                   | 4,610                   |
| 前払費用         | 570    | 280   | 508   | 1,358                   | 1,334                   |
| 流動資産合計       | 22,386 | 1,342 | 1,757 | 25,485                  | 29,388                  |

- (1) 2017年度は主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。2016年度のこの項目は、料金の遡及的調整額のうち2016年12月31日現在未入金分について認識された未収収益966百万ユーロを含んでいた（2017年12月31日現在169百万ユーロ）。
- (2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権3,945百万ユーロおよび公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）に関する1,140百万ユーロ（2016年度1,637百万ユーロ）を含んでいる。CSPE債権の残額は「金融資産」に計上されている（注記18.1を参照）。
- (3) 為替商品に係る未実現利益。

## 注記21. 市場性のある有価証券

| (単位：百万ユーロ)                   | 2017年12月<br>31日現在 | 2016年12月<br>31日現在 | 増減      |
|------------------------------|-------------------|-------------------|---------|
| 自己株式                         | 3                 | 3                 | -       |
| 投資ファンド                       | 2,650             | 3,955             | (1,305) |
| 満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建） | 3,093             | 4,179             | (1,086) |
| 債券                           | 7,179             | 6,787             | 392     |
| 未収利息およびその他の市場性のある有価証券        | 1,613             | 2,280             | (667)   |
| 総額合計                         | 14,538            | 17,204            | (2,666) |
| 引当金                          | (11)              | (10)              | (1)     |
| 純額合計                         | 14,527            | 17,194            | (2,667) |

## 注記22. キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の変動

(単位：百万ユーロ)

|                                                    | 2017年12月<br>31日現在 | 2016年12月<br>31日現在 | 増減      |
|----------------------------------------------------|-------------------|-------------------|---------|
| 市場性のある有価証券                                         | 14,538            | 17,204            | (2,666) |
| 現金および現金同等物                                         | 5,110             | 5,457             | (347)   |
| 貸借対照表資産小計                                          | 19,648            | 22,661            | (3,013) |
| ユーロ建投資ファンド                                         | (2,650)           | (3,955)           | 1,305   |
| 満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）                               | (2,125)           | (4,084)           | 1,959   |
| 満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）                             | (968)             | (95)              | (873)   |
| 債券                                                 | (7,179)           | (6,787)           | (392)   |
| 自己株式                                               | (3)               | (3)               | -       |
| 未収利息およびその他の市場性のある有価証券                              | (1,613)           | (2,280)           | 667     |
| キャッシュ・フロー計算書上の金融資産に含まれる市場性のある有価証券                  | (14,538)          | (17,204)          | 2,666   |
| 貸借対照表の「その他の営業債権」に含まれる子会社に対する貸付金（キャッシュ・プーリング契約に基づく） | -                 | -                 | -       |
| 貸借対照表の「その他の営業負債」に含まれる子会社からの借入金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）  | (7,985)           | (9,438)           | 1,453   |
| キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の期末残高(1)                   | (2,875)           | (3,981)           | 1,106   |
| 為替変動の影響の消去                                         |                   |                   | 23      |
| 現金および現金同等物に係る純金融収益の消去                              |                   |                   | (55)    |
| キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の純増減(1)                    |                   |                   | 1,074   |

(1) キャッシュ・フロー計算書を参照。

## 注記23. 未実現為替差損

2017年12月31日現在の未実現為替差損は572百万ユーロであり、主に、米ドルおよび英ポンドの変動を反映している（2016年12月31日現在1,083百万ユーロ）。

## 注記24. 自己資本の変動

| (単位：百万ユーロ)     | 資本金   | 剰余金    | 繰越損益<br>および<br>中間配当 | 当期<br>純利益 | 投資<br>補助金 | 税務規制<br>引当金 | 自己資本<br>合計 |
|----------------|-------|--------|---------------------|-----------|-----------|-------------|------------|
| 2015年12月31日現在  | 960   | 11,849 | 4,075               | 271       | 170       | 6,233       | 23,558     |
| 2015年度の純利益の配分  | -     | 8      | (758)               | 750       | -         | -           | -          |
| 2016年度の純利益     | -     | -      | -                   | 5,517     | -         | -           | 5,517      |
| 2016年6月30日の増資  | 47    | 892    | -                   | -         | -         | -           | 939        |
| 配当金の分配         | -     | -      | 1                   | (1,021)   | -         | -           | (1,020)    |
| 2016年10月31日の増資 | 48    | 875    | -                   | -         | -         | -           | 923        |
| 中間配当           | -     | -      | (1,006)             | -         | -         | -           | (1,006)    |
| その他の変動         | -     | 3      | -                   | -         | (1)       | (101)       | (99)       |
| 2016年12月31日現在  | 1,055 | 13,627 | 2,311               | 5,517     | 169       | 6,132       | 28,812     |
| 2016年度の純利益の配分  | -     | 4      | 4,412               | (4,416)   | -         | -           | -          |
| 2017年度の純利益     | -     | -      | -                   | 1,924     | -         | -           | 1,924      |
| 2017年3月30日の増資  | 316   | 3,689  | -                   | -         | -         | -           | 4,005      |
| 2017年6月30日の増資  | 73    | 951    | -                   | -         | -         | -           | 1,024      |
| 配当金の分配         | -     | -      | 1                   | (1,101)   | -         | -           | (1,100)    |
| 2017年12月11日の増資 | 20    | 378    | -                   | -         | -         | -           | 398        |
| 中間配当           | -     | -      | (433)               | -         | -         | -           | (433)      |
| その他の変動         | -     | 2      | 84 <sup>(1)</sup>   | -         | (6)       | (34)        | 46         |
| 2017年12月31日現在  | 1,464 | 18,651 | 6,375               | 1,924     | 163       | 6,098       | 34,676     |

(1) 規則ANC2015-05に準拠したヘッジ会計の適用による影響（注記1.1を参照）。

## 24.1 資本金

2017年12月31日現在のEDFの資本金は1,463,719,402ユーロであり、1株の額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式2,927,438,804株から成っている。資本金のうち83.50%はフランス政府、15.18%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.20%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2017年3月、既存株主に対する優先引受権付増資により、632,741,004株の新株発行を受けて資本金が316百万ユーロ増加し、費用控除後の発行プレミアム3,689百万ユーロを計上した（注記2.1を参照）。

2017年6月、2016年度に係る未払配当を株式による配当の形態で支払ったことにより、145,476,587株の新株発行を受けて資本金が73百万ユーロ増加し、発行プレミアム951百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2017年6月に完了した。

2017年12月に、2017年度に係る中間配当を株式による配当の形態で支払ったことにより、40,084,530株の新株発行を受けて資本金が20百万ユーロ増加し、発行プレミアム378百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

## 24.2 配当

2017年5月18日の株主総会において、2016年度について1株当たり0.90ユーロの普通配当の分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払の選択が株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。特別配当の受領権を有する株式の数は、各株主について、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり0.99ユーロである。

中間配当（1株当たり0.50ユーロ）は2016年10月31日に現金または株式（株式による配当オプション）の形態により支払われたため、2016年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.40ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.49ユーロとなった。この未払配当残額は2017年6月30日に支払われた。

フランス政府は、2016年度の分配について、株式による配当を選択した。

2016年度の分配について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は75百万ユーロであった。

2017年11月7日にEDFの取締役会は、2017年度について、1株当たり0.15ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額433百万ユーロで、2017年12月11日に、新株（株式による配当オプション）または現金の形態により支払われた。

フランス政府は、2017年度の中間配当の分配について、株式による配当オプションを選択した。

2017年度の中間配当の分配について株式による配当オプションを選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は35百万ユーロであった。

## 注記25．追加的自己資本

追加的自己資本は、2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ6,135百万ユーロおよび3,973百万ユーロ（償還プレミアム控除後）の永久劣後債から構成されている。

2017年12月31日現在、為替変動および償還プレミアムの当年度償却額の調整後の追加的自己資本は10,449百万ユーロである。

### 永久劣後債

（単位：百万通貨単位）

| 企業  | 発行日（月/年） | 発行金額  | 通貨   | 償還オプション | 利率    |
|-----|----------|-------|------|---------|-------|
| EDF | 01/2013  | 1,250 | ユーロ  | 7年      | 4.25% |
| EDF | 01/2013  | 1,250 | ユーロ  | 12年     | 5.38% |
| EDF | 01/2013  | 1,250 | 英ポンド | 13年     | 6.00% |
| EDF | 01/2013  | 3,000 | 米ドル  | 10年     | 5.25% |
| EDF | 01/2014  | 1,500 | 米ドル  | 10年     | 5.63% |
| EDF | 01/2014  | 1,000 | ユーロ  | 8年      | 4.13% |
| EDF | 01/2014  | 1,000 | ユーロ  | 12年     | 5.00% |
| EDF | 01/2014  | 750   | 英ポンド | 15年     | 5.88% |

## 注記26. 特別委譲負債

| (単位：百万ユーロ)               | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|--------------------------|---------------|---------------|
| 資産の現物評価額                 | 107           | 105           |
| 再評価差額                    | 860           | 885           |
| 追加減価償却額                  | 198           | 164           |
| <b>水力発電資産に対する権利</b>      | <b>1,165</b>  | <b>1,154</b>  |
| 資産の現物評価額                 | 1,695         | 1,653         |
| 運営者による供与資金の未償却分          | (1,026)       | (999)         |
| 委譲者による供与資金の償却            | 319           | 306           |
| 建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金    | 6             | 6             |
| <b>公共配電委譲資産に対する権利(1)</b> | <b>994</b>    | <b>966</b>    |
| <b>特別委譲負債合計</b>          | <b>2,159</b>  | <b>2,120</b>  |

(1) 公共配電委譲資産に対する権利は、島部エネルギー・システム（SEI）の公共配電委譲に関係している。

## 注記27. リスク引当金

| (単位：百万ユーロ)    | 2016年12月<br>31日現在 | 増加        |           | 減少           |              |              | その他      | 2017年12月<br>31日現在 |
|---------------|-------------------|-----------|-----------|--------------|--------------|--------------|----------|-------------------|
|               |                   | 営業(1)     | 金融        | 使用           | 戻入           | 金融(2)        |          |                   |
| 未実現為替差損引当金    | 1,083             | -         | 14        | -            | -            | (525)        | -        | 572               |
| 契約損失引当金       | 672               | 30        | 9         | (97)         | (104)        | -            | -        | 510               |
| その他リスク引当金     | 434               | 48        | -         | (171)        | (10)         | -            | 1        | 302               |
| <b>リスク引当金</b> | <b>2,189</b>      | <b>78</b> | <b>23</b> | <b>(268)</b> | <b>(114)</b> | <b>(525)</b> | <b>1</b> | <b>1,384</b>      |

(1) 主に供給および販売契約に関係している。

(2) 引当金の戻入524百万ユーロは、永久債に関係している（注記13を参照）。

## 注記28. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDFにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.15に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産のポートフォリオを保有している（注記38を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に依存して、ある程度のリスクおよび未知の事項を織り込む。費用の評価にはまた、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 法律、特に安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更、ならびに、原子力費用の資金調達。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理当局ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上限の観点から）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。



| (単位：百万ユーロ)    | 2016年<br>12月31日現在 | 増加  |       | 減少      |      | その他の<br>変動(2) | 2017年<br>12月31日現在 |
|---------------|-------------------|-----|-------|---------|------|---------------|-------------------|
|               |                   | 営業  | 財務(1) | 使用      | 戻入   |               |                   |
| 使用済燃料管理引当金    | 10,658            | 443 | 545   | (756)   | (95) | (9)           | 10,786            |
| 廃棄物除去および調整引当金 | -                 | 74  | 31    | (15)    | -    | 636           | 726               |
| 放射性廃棄物長期管理引当金 | 8,966             | 44  | 556   | (221)   | -    | (531)         | 8,814             |
| 核サイクル終了引当金    | 19,624            | 561 | 1,132 | (992)   | (95) | 96            | 20,326            |
| 原子力発電所廃炉引当金   | 14,122            | 2   | 658   | (131)   | -    | 269           | 14,920            |
| 炉心核燃料引当金      | 2,287             | -   | 95    | -       | -    | 5             | 2,387             |
| 廃炉および炉心核燃料引当金 | 16,409            | 2   | 753   | (131)   | -    | 274           | 17,307            |
| 原子力発電関連引当金    | 36,033            | 563 | 1,885 | (1,123) | (95) | 370           | 37,633            |

(1)割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,505百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に計上された2017年度の実質割引率の変更による影響（380百万ユーロ）（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

(2)その他の変動は、主に以下を含む。

- ・従来は放射性廃棄物長期管理引当金に含まれていた廃棄物除去および調整引当金の2017年1月1日付での組替（581百万ユーロ）。
- ・関連資産がある引当金に関する2017年12月31日現在の実質割引率の変更による影響（347百万ユーロ）。

## 28.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX（プルトニウムとウランウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

EDFの要請に応じてAREVA（現Orano）により処理される量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたAREVA(Orano)との契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。

これらの引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存施設では現状では再利用できない使用済燃料、すなわち、濃縮加工から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。

## 28.2 廃棄物除去および調整引当金—放射性廃棄物長期管理引当金

### 廃棄物除去および調整引当金

廃棄物除去および調整引当金は、2017年1月1日から区分掲記されている。

当該引当金は、操業または廃炉から生じる放射性廃棄物（使用済燃料とは別の）に関する以下の将来費用を対象としている。

- ・ 廃棄物の特性解析および調整
- ・ 廃棄物の一時貯蔵。

#### 放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料（具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の、適切な場合の直接貯蔵）。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および発電所の廃炉またはラアグにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)       | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------------|---------------|---------------|
| 超低レベルおよび低中レベル廃棄物 | 1,161         | 1,066         |
| 長寿命低レベル廃棄物       | 265           | 256           |
| 長寿命中高レベル廃棄物(1)   | 7,388         | 7,644         |
| 放射性廃棄物長期管理引当金    | 8,814         | 8,966         |

(1) 2016年12月31日現在の長寿命中高レベル廃棄物は、現在は区分掲記されている廃棄物除去および調整引当金581百万ユーロを含んでいた。

#### 超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般にがれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

#### 長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の国家計画の下で更なる調査が計画されている。さらに、長寿命低レベル放射性廃棄物管理に関する全般的な業界の計画が、2019年度末までに提出される予定である。

#### 長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、AREVA（現Orano）、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、廃棄物産出業者が提案した技術的最適化について検討した後、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）が2014年度後半に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメントおよび、アプローチに隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

この省令の公表により、2015年12月31日現在のEDFの財務諸表上の引当金に820百万ユーロの調整が必要となった。当該省令により設定されたCigéoプロジェクト費用は財務諸表においてEDFが従来用いていた見積ベンチマーク費用208億ユーロを置き換えている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

現在、ANDRAおよび株主との間で将来の施設設計調査が行われている。これは、技術上および経済上の最適化および2016年4月にANDRAがASNに提出した安全オプション報告書への対応を含む。2016年7月11日付法律もまた可逆性概念について明確化した。2017年にANDRAは、予備的プロジェクトの基礎となる新たな構造を選択した。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の建設申請は2019年度中に行われ、2022年度に承認が下りる見込みである。工業上のパイロット・フェーズが2026年度に開始された後、2031年に最初の廃棄物パッケージが受け入れられる予定である。

2018年1月15日に、ASNは、Cigéo安全オプション報告書（DOS Cigéo）に対する意見を公表した。ASNは、当該プロジェクトが現段階において全体として満足な技術的成熟に達しているものと判断し、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して現提案に対する代替案の検証を求めている。

### 28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律、2007年11月2日付政令2007-1557およびフランスの環境法（第L593-25条以降）により管理されている。これは各用地での以下の業務を含む。

- ・ 閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
- ・ 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、基本的な原子力施設の操業フェーズ中に行われる最終的な閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- ・ 廃炉申請は当局および公聴会によって検討され、その後、廃炉を承認する単一の法令が出される。
- ・ 解体業務独自の正式な安全手続きに含まれる、ASNの主要な進捗レビュー。
- ・ 運営担当者とは独立した、ASNによる監査対象となる運営者の社内承認手続き。これによって、承認された安全手続きに先立ちいくつかの特定の作業の開始が認められる。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点で、基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外するために、当該施設の分類を解除する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするよう求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の作業は、現在の原子力発電所より前に建設され操業していた発電所（「第1世代」発電所）、ならびにスーパーフェニックス発電所およびシノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュージェイ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、新たな方法および技術の開発を要し、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この原子炉は洞窟に位置するという特殊性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)         | 2016年度 | 増加 |       | 減少    | その他の<br>変動(2) | 2017年度 |
|--------------------|--------|----|-------|-------|---------------|--------|
|                    |        | 営業 | 財務(1) | 使用    |               |        |
| 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金 | 10,899 | 2  | 461   | (13)  | 267           | 11,616 |
| 閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金  | 3,223  | -  | 197   | (118) | 2             | 3,304  |
| 原子力発電所廃炉引当金合計      | 14,122 | 2  | 658   | (131) | 269           | 14,920 |

(1)時の経過による割引の戻入れおよび、関連資産がない引当金に関する正味割引率の変更による影響。

(2)これらは、対応する有形固定資産の調整を伴う見積りの変更（注記1.15.1を参照）または引当金の組替である。

#### 現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局(Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC)の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げることが可能となった。

当該見積りの算定に使用された主な相互効果およびシリーズ効果の性質は、以下に説明する通りである。

相互効果には、以下のように数種類の効果がある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度廃止する必要はない、という事実に関連する。構造的に、同一用地の一組の原子炉の廃炉に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の廃炉の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が廃炉される場合に全く増加しない。これは通常、調査コストおよび用地の安全な作業条件を維持するコストである。
- ・ 集中型施設における（例えば、主要部品の解体等に係る）廃棄物処理に係るコストは、廃炉場所に数件の廃棄物処理施設を有する場合を下回る。

シリーズ効果には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

こうしたシリーズ効果は、実際に、調査や部品製造工場に関して発電所の建設中に観察される効果と同様である。

例えば、900MW発電所については、当該タイプの最初の2基と平均的な2基の原子炉の間に、約20%のシリーズ効果が見込まれる。

シリーズおよび相互効果は、特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均廃炉費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

その数値は単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査は、当該見積りに織り込まれた学習効果を保守的なものと判断した。

保守的な理由から、当該見積りには、リスク、偶発事象および不確実性の評価も織り込まれている。

EDFは、見積り改訂の作業は監査後に発表された勧告に対応していると考えている。採用されたアプローチおよびその結果は行政当局に提示され、現在追加の質疑および討議の対象となっている。

EDFはまた、直接的な比較をゆがめる可能性のある数多くの要因、例えば費用見積りの範囲または国や規制の背景等を確実に考慮に入れることができるように、国際比較を通じてこの分析の裏付けを継続して行っている。

この詳細なアプローチの結果により、2016年1月1日現在における900MWシリーズ発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の変更の影響を別にして、2016年12月31日現在の費用見積りおよび関連する引当金、ならびに、2016年12月31日現在の割引率変更の影響により、全体として、以下の限定的な変化が生じた。

- ・ 見積廃炉費用321百万ユーロの増加、および、長寿命中レベル廃棄物長期管理見積費用334百万ユーロの増加。
- ・ 発電所廃炉引当金(451)百万ユーロの減少、および、基礎となる資産の変動に対応した、長寿命中レベル廃棄物長期管理引当金162百万ユーロの増加。

2016年度の改訂後に、この見積りの年次の見直しが決定された。2017年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

#### 永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュジェイ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れている。

2015年度に、UNGG発電所に関する業界の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記28.2の長寿命低レベル廃棄物を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境の影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じたコストに起因して増加する見込みである。

改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。

ASNの要請に応じて、2017年度第1四半期に、UNGG炉6基の廃炉に関してEDFが選択した解決策を分析するために、独立専門家のレビューが命じられた。その結論は、選択された主要なオプションに異議を唱えるものではなかった。2017年6月に、これらの結論およびEDFが3月に提出した正当性報告書に基づいて、ASN委員との会議が開かれた。

その結果、向こう15年間に於いて実施すべき作業の詳細なスケジュールおよび原子炉建屋の長期的な安定性に関する多数の調査の結果を示した別の報告書をEDFが提出した後、2018年度に更なる提示が行われることとなった。

当該戦略報告書および安全な構造の確立に関する安全オプション報告書は、2017年から2032年の期間にわたる詳細な作業予定表とともに、2017年12月後半にASNに提出された。

第1世代の発電所、特にUNGG炉に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金は590百万ユーロ増加した。

2015年度における見積費用の改訂後に、年次の見直しが決定された。2016年度の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

#### 28.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。これらは、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

#### 28.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

##### 28.5.1 割引率

###### (1) 割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランスOAT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2017年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、4.1%であり（2016年12月31日現在インフレ率1.5%として4.2%）、従って、実質割引率は2017年12月31日現在2.6%（2016年12月31日現在2.7%）である。

## (2)割引率の規制上の制限

適用される割引率はまた、2つの規制上の制限に従う。2007年2月23日付改正政令および2007年3月21日付省令（これは2017年12月29日付命令によって改正されている）に基づき、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 2026年12月31日まで、2つの条件の加重平均として設定された規制上限。第1の条件は4.3%に設定され、第2の条件は、TEC30年物の金利の直近48か月間の算術平均プラス100ポイントに相当する。第1の定数条件4.3%の加重は、定額法により、2016年12月31日現在の100%から2026年12月31日現在の0%まで低減する。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2017年12月31日現在4.1%であった（2016年12月31日現在4.3%）。

2017年12月31日現在で使用された割引率は、4.1%である。

## 28.5.2 マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関する仮定に対する感応度は、年度末の経済状況に基づいて見積られた総額とその金額の現在価値との比較により見積ることができる。

| (単位：百万ユーロ)          | 2017年度         |               | 2016年度         |               |
|---------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
|                     | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値      | 年度末の経済状況に基づく費用 | 引当金の現在価値      |
| 使用済燃料管理             | 19,058         | 10,786        | 18,460         | 10,658        |
| 廃棄物除去および調整引当金       | 1,203          | 726           | -              | -             |
| 放射性廃棄物長期管理          | 29,396         | 8,814         | 29,631         | 8,966         |
| <b>核サイクル終了費用</b>    | <b>49,657</b>  | <b>20,326</b> | <b>48,091</b>  | <b>19,624</b> |
| 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金  | 20,563         | 11,616        | 20,185         | 10,899        |
| 閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金   | 6,472          | 3,304         | 6,431          | 3,223         |
| 炉心核燃料引当金            | 4,332          | 2,387         | 4,344          | 2,287         |
| <b>廃炉および炉心核燃料費用</b> | <b>31,367</b>  | <b>17,307</b> | <b>30,960</b>  | <b>16,409</b> |

このアプローチは、割引率の変化が現在価値に与える影響を見積ることにより補足される。



2007年2月23日付政令第11条を適用して、以下の表は、EDFの核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

| (単位：百万ユーロ)       | 現在価値による<br>引当金の金額 | 割引率に対する感応度    |        |        |        |
|------------------|-------------------|---------------|--------|--------|--------|
|                  |                   | 貸借対照表上の引当金    |        | 税引前純利益 |        |
|                  |                   | 2017年12月31日現在 | +0.20% | -0.20% | +0.20% |
| 核サイクル終了費用：       |                   |               |        |        |        |
| -使用済燃料管理         | 10,786            | (221)         | 238    | 190    | (206)  |
| -廃棄物除去および調整      | 726               | (22)          | 24     | 13     | (14)   |
| -放射性廃棄物長期管理      | 8,814             | (497)         | 562    | 407    | (464)  |
| 廃炉および炉心核燃料：      |                   |               |        |        |        |
| -現在稼働中の原子力発電所の廃炉 | 11,616            | (477)         | 501    | 7      | (7)    |
| -閉鎖された原子力発電所の廃炉  | 3,304             | (125)         | 135    | 125    | (135)  |
| -炉心核燃料           | 2,387             | (85)          | 90     | -      | -      |
| 合計               | 37,633            | (1,427)       | 1,550  | 742    | (826)  |

#### 注記29. その他の施設廃止引当金

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料火力発電所に関係している。

化石燃料火力発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査の結果を使用して計算される。

2017年12月31日現在で計上された引当金は入手された最新の請負業者の見積りおよび新しい発電資産の稼働を反映している。

#### 注記30. 従業員給付引当金

従業員給付引当金の増減は以下の通りであった。

| (単位：百万ユーロ)      | 2016年<br>12月31日現在 | 増加         |            | 減少           |              | 2017年<br>12月31日現在 |
|-----------------|-------------------|------------|------------|--------------|--------------|-------------------|
|                 |                   | 営業 (1)     | 金融         | 営業 (2)       | 金融 (3)       |                   |
| 雇用後給付引当金        | 9,837             | 838        | 566        | (918)        | (266)        | 10,056            |
| 長期給付引当金         | 1,009             | 51         | 19         | (80)         | -            | 999               |
| <b>従業員給付引当金</b> | <b>10,846</b>     | <b>889</b> | <b>584</b> | <b>(998)</b> | <b>(266)</b> | <b>11,055</b>     |

(1) 過去勤務費用530百万ユーロ、数理計算上の損失の償却356百万ユーロおよび権利未確定給付10百万ユーロを含む。

(2) 雇用主の拠出額(974)百万ユーロおよび数理計算上の利益(31)百万ユーロを含む。

(3) 制度資産の期待運用収益である。

## 引当金の変動の詳細：

| (単位：百万ユーロ)      | 債務      | 制度資産     | 制度資産<br>控除後債務 | 未認識過去<br>勤務費用 | 未認識数理<br>計算上の損益 | 貸借対照表<br>上の引当金 |
|-----------------|---------|----------|---------------|---------------|-----------------|----------------|
| 2016年12月31日現在残高 | 30,887  | (11,317) | 19,570        | (59)          | (8,665)         | 10,846         |
| 2017年度純費用       | 1,115   | (266)    | 849           | 10            | 325             | 1,184          |
| 未認識数理計算上の損益     | (600)   | (102)    | (702)         | -             | 702             | -              |
| 制度への拠出          | -       | (131)    | (131)         | -             | -               | (131)          |
| 給付支払額           | (1,294) | 450      | (844)         | -             | -               | (844)          |
| 2017年12月31日現在残高 | 30,108  | (11,366) | 18,742        | (49)          | (7,638)         | 11,055         |

2017年度中に生じた数理計算上の損益は600百万ユーロであり、仮定の変更による66百万ユーロおよび実績による調整534百万ユーロから構成されている。

## 雇用後および長期従業員給付費用：

| (単位：百万ユーロ)            | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|-----------------------|---------------|---------------|
| 当期勤務費用                | 530           | 480           |
| 利息費用（割引の影響）           | 584           | 688           |
| 制度資産の期待運用収益           | (266)         | (272)         |
| 未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付  | 283           | 257           |
| 数理計算上の損益の変動－長期給付      | 42            | 118           |
| 制度縮小または清算の影響          | -             | -             |
| 過去勤務費用－権利確定済給付        | -             | -             |
| 過去勤務費用－権利未確定給付        | 10            | 10            |
| 雇用後給付および長期給付に関連する費用純額 | 1,184         | 1,281         |
| うち：                   |               |               |
| 営業費用(1)               | 865           | 866           |
| 金融費用                  | 318           | 415           |

(1) 2017年度のこの金額は、営業引当金の増加(889百万ユーロ)から数理計算上の損益の戻入((31)百万ユーロ)を控除したものに相当する。

## 30.1 雇用後給付引当金

これらの引当金の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)  | 2016年<br>12月31日現在 | 増加  |     | 減少    |       | 2017年<br>12月31日現在 |
|-------------|-------------------|-----|-----|-------|-------|-------------------|
|             |                   | 営業  | 金融  | 営業    | 金融    |                   |
| 雇用後給付引当金    | 9,837             | 838 | 566 | (918) | (266) | 10,056            |
| 内訳：         |                   |     |     |       |       |                   |
| 年金          | 7,343             | 526 | 440 | (723) | (256) | 7,331             |
| CNIEG費用     | 443               | 10  | 10  | (14)  | -     | 449               |
| 現物給付（エネルギー） | 1,547             | 210 | 87  | (119) | -     | 1,725             |
| 退職慰労金       | (19)              | 42  | 12  | (40)  | (10)  | (15)              |
| その他の給付      | 523               | 50  | 17  | (22)  | -     | 567               |

| (単位：百万ユーロ)                    | 債務            | 制度資産            | 未認識過去<br>勤務費用 | 未認識数理<br>計算上の損益 | 貸借対照表<br>上の引当金 |
|-------------------------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|----------------|
| <b>2017年12月31日現在の雇用後給付引当金</b> | <b>29,109</b> | <b>(11,366)</b> | <b>(48)</b>   | <b>(7,639)</b>  | <b>10,056</b>  |
| 内訳：                           |               |                 |               |                 |                |
| -年金                           | 22,582        | (10,845)        | -             | (4,407)         | 7,331          |
| -CNIEG費用                      | 472           | -               | -             | (23)            | 449            |
| -現物給付（エネルギー）                  | 4,572         | -               | -             | (2,847)         | 1,725          |
| -退職慰労金                        | 584           | (506)           | (28)          | (65)            | (15)           |
| -その他の給付                       | 899           | (15)            | (20)          | (297)           | 567            |

| (単位：百万ユーロ)                    | 債務            | 制度資産            | 未認識過去<br>勤務費用 | 未認識数理<br>計算上の損益 | 貸借対照表<br>上の引当金 |
|-------------------------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|----------------|
| <b>2016年12月31日現在の雇用後給付引当金</b> | <b>29,878</b> | <b>(11,318)</b> | <b>(58)</b>   | <b>(8,665)</b>  | <b>9,837</b>   |
| 内訳：                           |               |                 |               |                 |                |
| -年金                           | 23,294        | (10,797)        | -             | (5,155)         | 7,343          |
| -CNIEG費用                      | 499           | -               | -             | (55)            | 443            |
| -現物給付（エネルギー）                  | 4,580         | -               | -             | (3,033)         | 1,547          |
| -退職慰労金                        | 617           | (506)           | (35)          | (95)            | (19)           |
| -その他の給付                       | 888           | (15)            | (23)          | (327)           | 523            |

### 30.2 在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金

在職中の従業員に与えられるその他の長期給付に係る債務の金額は貸借対照表上の対応する引当金と同額である。詳細は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)                    | 2016年<br>12月31日現在 | 増加        |           | 減少          | 2017年<br>12月31日現在 |
|-------------------------------|-------------------|-----------|-----------|-------------|-------------------|
|                               |                   | 営業費用      | 金融費用      | 営業戻入        |                   |
| <b>在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金</b> | <b>1,009</b>      | <b>51</b> | <b>19</b> | <b>(80)</b> | <b>999</b>        |
| 内訳：                           |                   |           |           |             |                   |
| 業務上の事故または疾病に係る年金              | 859               | 48        | 16        | (69)        | 854               |
| 長期勤続報奨                        | 128               | 2         | 3         | (8)         | 125               |
| その他                           | 22                | 1         | -         | (3)         | 20                |

### 30.3 制度資産

2017年12月31日現在、制度資産は11,366百万ユーロ（2016年12月31日現在11,317百万ユーロ）であり、主に特別年金制度の下で稼得した過去の特給（10,845百万ユーロ）および退職慰労金（目標カバー率100%）（506百万ユーロ）填補のために配分された。

この契約に基づく投資の内訳は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ) | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|------------|---------------|---------------|
| 制度資産合計     | 11,366        | 11,317        |
| 特別年金給付向け資産 | 10,845        | 10,797        |
| (%)        |               |               |
| 株式         | 30%           | 31%           |
| 債券および貨幣性商品 | 70%           | 69%           |
| 退職慰労金向け資産  | 506           | 506           |
| (%)        |               |               |
| 株式         | 32%           | 33%           |
| 債券および貨幣性商品 | 68%           | 67%           |
| その他の給付向け資産 | 15            | 15            |

#### 30.4 数理計算上の仮定

IEG制度のもとでの雇用後給付および長期従業員給付引当金に使用される主な数理計算上の仮定は、以下の通りである。

- 割引率は2017年12月31日現在1.9%（2016年12月31日現在と同じ）である。
- インフレ率は2017年12月31日現在1.5%（2016年12月31日現在と同じ）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は19.68年である。
- 従業員離職率に重要性はない。
- 「職員向け料率」（EDFの従業員向けの特別なエネルギー料金）にはこの料率に基づく税金の変動が含まれている。
- 特別年金制度に基づく過去の特給給付向けの制度資産の期待運用収益率は2017年度2.37%である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2017年度1.99%である。

従業員給付債務に使用する割引率は、これらの債務に起因する将来の支払に対応する期日までの期間の優良社債の利回りを適用して算定される。比較的長期の期間に係る計算については、2017年度に当該期間の社債数が減少したことから、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。

債務は、年齢グループおよび従業員区別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、インフレ率を除くと1.7%（インフレ率を含めると3.2%）である。

#### 注記31. その他の費用引当金

| (単位：百万ユーロ) | 2016年<br>12月31日現在 | 営業による<br>増加 | 減少    |      | その他  | 2017年<br>12月31日現在 |
|------------|-------------------|-------------|-------|------|------|-------------------|
|            |                   |             | 使用    | 戻入   |      |                   |
| 以下に対する引当金： |                   |             |       |      |      |                   |
| 人件費        | 88                | 51          | (65)  | (5)  | -    | 69                |
| 委譲運営施設の更新  | 262               | 13          | -     | -    | (11) | 264               |
| その他の費用     | 529               | 194         | (92)  | (26) | -    | 605               |
| その他の費用引当金  | 879               | 258         | (157) | (31) | (11) | 938               |

## 注記32. 負債

| (単位：百万ユーロ)              | 期限            |               |               | 2017年<br>12月31日<br>現在総額 | 2016年<br>12月31日<br>現在総額 |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|-------------------------|-------------------------|
|                         | 1年未満          | 1－5年          | 5年超           |                         |                         |
| <b>負債</b>               |               |               |               |                         |                         |
| 社債                      | 1,500         | 13,010        | 32,042        | 46,552                  | 50,143                  |
| 金融機関からの借入債務             | -             | -             | 1,200         | 1,200                   | 1,245                   |
| その他の借入債務                | 1,949         | 7             | 6             | 1,962                   | 3,986                   |
| その他の金融負債：               |               |               |               |                         |                         |
| －消費財に係る前受金              | 1             | 7             | 19            | 27                      | 29                      |
| －その他                    | 1,697         | 3             | -             | 1,700                   | 1,458                   |
| <b>金融負債（注記33を参照）</b>    | <b>5,147</b>  | <b>13,027</b> | <b>33,267</b> | <b>51,441</b>           | <b>56,861</b>           |
| <b>前受金および未成業務受入金(1)</b> | <b>6,861</b>  | <b>-</b>      | <b>-</b>      | <b>6,861</b>            | <b>7,068</b>            |
| 営業債務および関連勘定             | 7,550         | 88            | 32            | 7,670                   | 7,103                   |
| 税金および社会保障費負債(2)         | 8,011         | -             | -             | 8,011                   | 8,539                   |
| 固定資産関連負債および関連勘定         | 2,206         | 102           | -             | 2,308                   | 1,813                   |
| その他の負債(3)               | 13,922        | -             | -             | 13,922                  | 15,717                  |
| <b>営業、投資およびその他の負債</b>   | <b>31,689</b> | <b>190</b>    | <b>32</b>     | <b>31,911</b>           | <b>33,172</b>           |
| <b>現金性金融商品(4)</b>       | <b>1,866</b>  | <b>1,168</b>  | <b>1,437</b>  | <b>4,471</b>            | <b>5,283</b>            |
| <b>繰延収益(5)</b>          | <b>577</b>    | <b>912</b>    | <b>1,796</b>  | <b>3,285</b>            | <b>3,627</b>            |
| <b>負債合計</b>             | <b>46,140</b> | <b>15,297</b> | <b>36,532</b> | <b>97,969</b>           | <b>106,011</b>          |

- (1) 前受金および未成業務受入金は、EDFの住宅顧客および事業顧客による自動振替の月次支払額6,568百万ユーロ（2016年12月31日現在6,828百万ユーロ）を含む。
- (2) 2017年12月31日現在のこの項目は、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE補償金1,562百万ユーロ（2016年12月31日現在1,632百万ユーロ）を含んでいる。
- (3) 主に子会社との間の当座勘定、キャッシュ・プーリングおよび現金管理契約の金額。
- (4) 基本的に外国為替商品に係る未実現損失。
- (5) 2017年12月31日現在の繰延収益は、原子力発電所資金調達計画および関連する長期契約に基づいてEDFに支払われたパートナー前渡金1,711百万ユーロ（2016年度1,822百万ユーロ）から成る。長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

## 注記33. 金融負債

| (単位：百万ユーロ)           | 2016年<br>12月31日<br>現在 | 新規借入  | 返済      | 換算調整    | その他  | 2017年<br>12月31日<br>現在 |
|----------------------|-----------------------|-------|---------|---------|------|-----------------------|
| ユーロ建社債               | 1,013                 | -     | -       | -       | -    | 1,013                 |
| その他の通貨建社債            | 15,309                | 1,124 | (2,270) | (1,725) | -    | 12,438                |
| ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN)  | 20,483                | -     | -       | -       | -    | 20,483                |
| 外貨建ユーロ中期ノート (EMTN)   | 13,338                | 146   | -       | (866)   | -    | 12,618                |
| 社債                   | 50,143                | 1,270 | (2,270) | (2,591) | -    | 46,552                |
| ユーロ建長期借入金            | 1,245                 | -     | (45)    | -       | -    | 1,200                 |
| 金融機関からの借入債務          | 1,245                 | -     | (45)    | -       | -    | 1,200                 |
| 譲渡性負債商品 (ユーロ建) (1)   | 1,674                 | -     | (974)   | -       | -    | 700                   |
| 譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (1) | 2,298                 | -     | (790)   | (261)   | -    | 1,247                 |
| 契約上の金融借入債務           | 14                    | 2     | (1)     | -       | -    | 15                    |
| その他の借入債務             | 3,986                 | 2     | (1,765) | (261)   | -    | 1,962                 |
| 借入債務合計               | 55,374                | 1,272 | (4,080) | (2,852) | -    | 49,714                |
| 消費財に係る前受金            | 29                    | -     | -       | -       | (2)  | 27                    |
| その他の前受金              | 82                    | 11    | (13)    | -       | -    | 80                    |
| 銀行当座借越               | 134                   | -     | -       | -       | 299  | 433                   |
| 繰延銀行借方勘定             | 38                    | -     | -       | -       | 1    | 39                    |
| 未払利息                 | 1,204                 | -     | -       | -       | (56) | 1,148                 |
| その他の金融負債合計           | 1,458                 | 11    | (13)    | -       | 244  | 1,700                 |
| 金融負債合計               | 56,861                | 1,283 | (4,093) | (2,852) | 242  | 51,441                |

(1) 返済額控除後の発行額。

2017年1月20日にEDFは、日本市場における4本の優先債（サムライ債）の発行によって、1,370億円（約11億ユーロ）を調達した（注記2.5を参照）。

社債の償還合計2,270百万ユーロは期日が到来した外貨建の社債に関係する。

## 33.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

| (単位：<br>百万ユーロ) | 貸借対照表の負債構造 |        |                         |                  | 手段の影響     |          | ヘッジ後の負債構造 |        |                         |                  |
|----------------|------------|--------|-------------------------|------------------|-----------|----------|-----------|--------|-------------------------|------------------|
|                | ユーロ<br>以外  | ユーロ    | ユーロ<br>以外<br>構成比<br>(%) | 債務<br>構成比<br>(%) | ユーロ<br>以外 | ユーロ      | ユーロ<br>以外 | ユーロ    | ユーロ<br>以外<br>構成比<br>(%) | 債務<br>構成比<br>(%) |
| 合計I. ユーロ       |            | 23,411 |                         | 47               |           | 21,360   |           | 44,771 |                         | 90               |
| CHF            | 550        | 470    | 1.8                     | 1                | (550)     | (470)    | -         | -      | -                       | -                |
| GBP            | 7,385      | 8,324  | 31.6                    | 17               | (3,000)   | (3,381)  | 4,385     | 4,943  | 100                     | 10               |
| HKD            | 2,416      | 258    | 1.0                     | 1                | (2,416)   | (258)    | -         | -      | -                       | -                |
| JPY            | 137,000    | 1,015  | 3.9                     | 2                | (137,000) | (1,015)  | -         | -      | -                       | -                |
| NOK            | 1,000      | 101    | 0.4                     | -                | (1,000)   | (101)    | -         | -      | -                       | -                |
| USD            | 19,351     | 16,135 | 61.3                    | 32               | (19,351)  | (16,135) | -         | -      | -                       | -                |
| 合計II ユーロ<br>以外 |            | 26,303 | 100                     | 53               |           | (21,360) |           | 4,943  | 100                     | 10               |
| 合計I+II         |            | 49,714 |                         | 100              |           | -        |           | 49,714 |                         | 100              |

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記35.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

## 33.2 ヘッジ前後の金利種類別借入債務の内訳

| (単位：百万ユーロ)    | 貸借対照表の負債構造 |                          |                          | 手段の影響    | ヘッジ後の負債構造 |                          |                          |
|---------------|------------|--------------------------|--------------------------|----------|-----------|--------------------------|--------------------------|
|               | 合計         | 2017年12月<br>31日現在<br>(%) | 2016年12月<br>31日現在<br>(%) |          | 合計        | 2017年12月<br>31日現在<br>(%) | 2016年12月<br>31日現在<br>(%) |
| 長期借入債務およびEMTN | 47,057     |                          |                          | (22,679) | 24,378    |                          |                          |
| 短期借入債務        | 1,947      |                          |                          | -        | 1,947     |                          |                          |
| 固定金利での借入債務    | 49,004     | 99                       | 97                       | (22,679) | 26,325    | 53                       | 54                       |
| 長期借入債務およびEMTN | 710        |                          |                          | 22,679   | 23,389    |                          |                          |
| 短期借入債務        | -          |                          |                          | -        | -         |                          |                          |
| 変動金利での借入債務    | 710        | 1                        | 3                        | 22,679   | 23,389    | 47                       | 46                       |
| 合計            | 49,714     | 100                      | 100                      | -        | 49,714    | 100                      | 100                      |

#### 注記34. 未実現為替差益

2017年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益485百万ユーロ（2016年12月31日現在384百万ユーロ）であり、このうち122百万ユーロは2本の英ポンド建永久債に関係し、128百万ユーロはクロス・カレンシー・スワップによって完全にヘッジされた英ポンド建債に関係し、196百万ユーロは新規則ANC2015-15導入の一環として適用される相殺ルールに準拠した、専用資産をヘッジするための通貨スワップおよび先渡通貨契約（注記1.11を参照）に関係していた。

#### その他の情報

#### 注記35. 金融商品

##### 35.1 通貨および金利デリバティブに関連するオフバランスシート・コミットメント

EDFは金融商品を利用して、為替リスクおよび金利リスクの影響を制限している。

| (単位：百万ユーロ)                   | 2017年12月31日現在 |                | 2016年12月31日現在  |                |
|------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
|                              | 受 取<br>想定元本   | 付 与<br>想定元本    | 受 取<br>想定元本    | 付 与<br>想定元本    |
| <b>1－金利取引</b>                |               |                |                |                |
| <b>短期金利スワップ</b>              |               |                |                |                |
| EUR                          | -             | -              | -              | -              |
| <b>長期金利スワップ</b>              |               |                |                |                |
| EUR                          | 7,184         | 7,184          | 7,423          | 7,423          |
| USD                          | 3,043         | 3,043          | 3,463          | 3,463          |
| GBP                          | 3,593         | 3,593          | 3,730          | 3,730          |
| JPY                          | -             | -              | -              | -              |
| <b>小計</b>                    | <b>13,820</b> | <b>13,820</b>  | <b>14,616</b>  | <b>14,616</b>  |
| <b>2－外国為替取引</b>              |               |                |                |                |
| <b>先渡取引</b>                  |               |                |                |                |
| EUR                          | 20,232        | 22,032         | 20,619         | 21,819         |
| CAD                          | 637           | 525            | 662            | 518            |
| USD                          | 13,634        | 12,941         | 15,756         | 14,644         |
| GBP                          | 6,848         | 4,521          | 5,624          | 4,575          |
| CHF                          | 857           | 557            | 141            | 242            |
| HUF                          | 11            | 11             | 458            | 458            |
| ILS                          | 180           | 180            | 183            | 183            |
| PLN                          | 1,171         | 1,255          | 1,360          | 1,432          |
| JPY                          | 102           | 1,680          | 48             | 862            |
| CNY                          | 15            | 15             | -              | -              |
| MXN                          | 62            | 61             | 60             | 60             |
| その他の通貨                       | 123           | 123            | 92             | 92             |
| <b>長期通貨スワップ</b>              |               |                |                |                |
| EUR                          | 9,099         | 33,253         | 9,315          | 35,407         |
| JPY                          | 1,015         | 103            | -              | 113            |
| USD                          | 18,515        | 4,385          | 22,726         | 5,615          |
| GBP                          | 11,337        | 4,126          | 13,011         | 4,213          |
| CHF                          | 470           | 427            | 1,257          | 93             |
| HUF                          | -             | -              | -              | -              |
| CAD                          | 37            | 37             | 42             | 42             |
| ILS                          | 132           | 132            | 140            | 140            |
| PLN                          | 6             | 3              | 4              | 1              |
| NOK                          | 102           | -              | 110            | -              |
| MXN                          | -             | 11             | -              | -              |
| HKD                          | 258           | -              | 149            | -              |
| <b>小計</b>                    | <b>84,843</b> | <b>86,378</b>  | <b>91,757</b>  | <b>90,509</b>  |
| <b>3－証券化スワップ</b>             | <b>264</b>    | <b>264</b>     | <b>350</b>     | <b>350</b>     |
| <b>金融オフバランスシート・コミットメント合計</b> | <b>98,927</b> | <b>100,462</b> | <b>106,723</b> | <b>105,475</b> |
| <b>4－コモディティ・スワップ</b>         |               |                |                |                |
| 石炭（百万トン）                     | 4             | 4              | 3              | 3              |
| 石油製品（千バレル）                   | 7,348         | 7,348          | 7,634          | 7,634          |

上表中の数値は契約の想定元本の額であり、必要に応じて2017年度末の為替レート（ヘッジとして分類されているかどうかにかかわらず）を用いて換算されている。



## 35.2 金融商品取引の純利益への影響

| (単位：百万ユーロ)       | 2017年度 | 2016年度 |
|------------------|--------|--------|
| ヘッジとして分類されていない商品 |        |        |
| 金利商品(1)          | 104    | 136    |
| 為替商品             | (202)  | (979)  |
| ヘッジとして分類されている商品  |        |        |
| 金利商品             | 600    | 596    |
| 為替商品             | 442    | 94     |

(1) スワップに係る金利を含む。

## 35.3 デリバティブ金融商品の公正価値

通貨および金利スワップの公正価値は、年度末の市場為替レートおよび金利を使用して、契約の残存期間にわたり割り引いた将来キャッシュ・フローによって計算されている（市場価額は経過利息を含む）。

オフバランスシートのデリバティブの帳簿価額は、経過利息、調整金の支払い、支払または受取プレミアムおよび換算調整を含み、EDFの勘定には既に計上されている。市場価額と簿価との差額は未実現損益である。

EDFによって計算された2017年12月31日現在のオフバランスシートのデリバティブ金融商品の公正価値は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)       | 帳簿価額    | 公正価値    |
|------------------|---------|---------|
| 金利ヘッジ            |         |         |
| －金利スワップ          | 156     | 1,727   |
| 外国為替ヘッジ          |         |         |
| －為替予約取引および通貨スワップ | (37)    | (167)   |
| －クロス・カレンシー・スワップ  | (1,390) | (2,435) |
| コモディティ・ヘッジ       |         |         |
| －石炭              | -       | 72      |
| －石油製品            | -       | 21      |
| 合計               | (1,271) | (782)   |

## 注記36. その他のオフバランスシート・コミットメントおよび取引

2017年12月31日現在、営業、資金供与および投資に関するオフバランスシート・コミットメント（電力供給コミットメントおよびパートナーシップ契約を除く。）の内訳は以下の通りであった。

| (単位：百万ユーロ)                | 期 限    |        |        |       | 2017年        | 2016年        |
|---------------------------|--------|--------|--------|-------|--------------|--------------|
|                           | 1年未満   | 1年-5年  | 5年-10年 | 10年超  | 12月31日<br>現在 | 12月31日<br>現在 |
| オフバランスシート・コミットメント(付与)     | 13,882 | 19,412 | 12,646 | 9,599 | 55,539       | 58,437       |
| 営業コミットメント                 | 6,672  | 13,672 | 11,379 | 9,562 | 41,285       | 45,232       |
| 燃料およびエネルギー購入関連<br>コミットメント | 3,266  | 10,659 | 9,418  | 9,317 | 32,660       | 38,282       |
| その他の営業コミットメント             | 3,406  | 3,013  | 1,961  | 245   | 8,625        | 6,950        |
| 投資コミットメント                 | 3,203  | 3,519  | 506    | 27    | 7,255        | 8,065        |
| 資金供与コミットメント               | 4,007  | 2,221  | 761    | 10    | 6,999        | 5,140        |
| オフバランスシート・コミットメント(受取)     | 2,574  | 10,823 | 244    | 164   | 13,805       | 16,076       |
| 営業コミットメント                 | 1,715  | 1,362  | 244    | 164   | 3,485        | 3,258        |
| 投資コミットメント                 | 25     | 11     | -      | -     | 36           | 2,603        |
| 資金供与コミットメント               | 834    | 9,450  | -      | -     | 10,284       | 10,215       |

## 36.1 コミットメント（付与）

ほぼすべての場合、コミットメント（付与）は双務コミットメントであり、関連する第三者が、営業、投資、財務取引に関連する資産またはサービスをEDFに供給する義務を負っている。

## 36.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、EDFは電力、その他のエネルギーおよびコモディティならびに核燃料の最長20年間にわたる長期購入契約を締結している。

2017年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)              | 期 限   |        |        |       | 2017年        | 2016年        |
|-------------------------|-------|--------|--------|-------|--------------|--------------|
|                         | 1年未満  | 1年-5年  | 5年-10年 | 10年超  | 12月31日<br>現在 | 12月31日<br>現在 |
| 電力購入および関連費用             | 1,736 | 3,504  | 3,804  | 5,316 | 14,360       | 16,469       |
| 核燃料購入                   | 1,530 | 7,155  | 5,614  | 4,001 | 18,300       | 21,813       |
| 燃料およびエネルギー購入<br>コミットメント | 3,266 | 10,659 | 9,418  | 9,317 | 32,660       | 38,282       |

## 電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主に以下に関係している。

- バガスおよび石炭から発電された電力およびEDFの島部発電子会社の発電所により発電された電力購入コミットメントを付与している島部エネルギー・システム（SEI）。
- ヘッジ契約。これらは、EDF Tradingとの間の契約に定められた量と価格での先物購入である。

上記に報告した義務に加えて、2000年2月10日付法第10条に基づいて、フランス本土で、EDFは、発電会社の要求により、また、一定の技術的特徴に準拠して、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所、小型水力発電所および太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務がある。

この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2017年度の合計は47TWh（2016年度は43TWh）で、これには、熱電併給に係るもの6TWh（2016年度は6TWh）、風力発電に係るもの23TWh（2016年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの9TWh（2016年度は8TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2016年度は3TWh）が含まれている。

## 核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFグループの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

2017年度における核燃料購入の減少は、主にFramatome取得（注記2.2を参照）によるものである。

### 36.1.2 その他の営業コミットメント

これらの大部分は、契約に関連した発注書への署名をもってEDFが引き受けた現在進行中の取引または契約に関連するコミットメント、関連する保証ならびに主として建物、器具および車両の解約不能なオペレーティング・リース契約に基づくリースの賃借人としてのコミットメントである。関連する賃借料については、契約に定められた間隔毎に再交渉が行われる。

その他の営業コミットメントの増加に関する主な内容は以下の通りである。

- ・ PIDU知的財産契約の署名。2017年6月30日に、EDFとAREVA NP（現Framatome）は、Framatomeの知的財産ならびにEDFおよび関係会社各社の目的（稼働中の発電所および新規原子力プロジェクト）のために付与された使用権に関する枠組み契約に署名した。
- ・ 2017年12月31日付のFramatome取得に関連した約定保証および銀行保証464百万ユーロの回復。

### 36.1.3 投資コミットメント

投資コミットメントの大部分は、有形固定資産の購入に関するコミットメントである。EDFの有形および無形固定資産購入関連コミットメントの減少の大半はフラマンヴィル3 EPRプロジェクトの進捗、蒸気供給システムの更新契約および非常用ディーゼル発電機契約の変更によるものである。

### 36.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFによる子会社に対するコミットメントであり、2017年度は主にEDF Tradingに対する2,060百万ユーロ、EDF Énergies Nouvellesに対する1,637百万ユーロ、EDF Energyに対する953百万ユーロ、Edisonに対する929百万ユーロおよびEnedisに対する800百万ユーロである。

## 36.2 コミットメント（受取）

### 36.2.1 営業コミットメント

これらのコミットメントは主に以下から構成される。

- 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント。
- 業務保証（受取）。
- 業務販売コミットメント。基本的にHPC向けエンジニアリング・サービスに関連している。
- EDVANCEに対する従業員出向コミットメント。

### 36.2.2 資金供与コミットメント

これらのコミットメントは、EDFが利用できる様々な銀行の与信枠の総額に対応するものである。

### 36.2.3 投資コミットメント

2016年12月31日現在の投資コミットメント（受取）は、主に新会社CTE（旧C25）を経由した子会社RTEの49.9%の将来の売却に係る2,566百万ユーロを含んでいた。この取引は2017年度に完了した（注記2.4を参照）。

### 36.3 その他のコミットメント

#### 36.3.1 電力供給コミットメント

EDFは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置された発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ フランスの電力市場組織に関するフランスのNOME法の実施により、EDFは、既存の原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。

#### 36.3.2 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは、EDFによってその拡大するガス供給事業に関連して付与されている。

供給および引渡しのためのガス購入は、大部分が長期契約およびEDF Tradingからの購入予約により実施されている。

2011年度に、EDFは、2017年度初頭に商業運転を開始したダンケルク・メタンガス・ターミナルに関する容量引受契約を締結した。

### 注記37. 偶発債務

#### 個人研修口座(COMPTES PERSONNELS DE FORMATIONまたはCPF)

2015年1月1日に発効したフランスの2014年3月5日付法律2014-288は、勤労者の職業訓練制度を改革するものであり、同法律により従前の個人研修受給権(Droit Individuel à la FormationまたはDIF)は、個人研修口座(Comptes Personnels de Formation またはCPF)に置き換えられた。CPFは、労働契約ではなく個人に紐付ける「全国民向け」制度である。これはフルタイムかパートタイムか、正社員か有期契約かに関わりなく、EDFの全従業員に関係し、勤続年数に関する要件はない。CPFは、研修時間に対する権利を段階的に積み立てる「資本」を意味し、150時間を上限とする。

#### 税務調査

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は当社が支給する業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てた。これは、特別ガスおよび電力(IEG)規則に関係する問題であったため、RTE、Enedis およびÉlectricité de Strasbourgならびに他の企業にも関係した。2017年11月22日付の2件の判決において、国務院は、当社の立場の正当性を明確に追認し、これらの引当金が損金算入可能な性質であることを認めて、関連するすべての訴訟を終了した。

2008年度から2015年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。この反復的な再査定は各年に適用され、2017年12月31日現在では、法人所得税における約536百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年9月に、モントルイユ行政裁判所は2件の判決を下し、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。

2012年度から2015年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税(Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises)に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

#### 労働訴訟

EDFは、主に労働時間について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、EDFの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある(ただし当該リスクは、2016年度に就業日数の固定に関する契約を締結したことにより軽減されている)。

### 注記38. 専用資産

### 38.1 規制

フランスの環境法典第L-594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、当社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、上記に定義された長期原子力費用の現在価値に相当する引当金の価額を上回ることがを要求している。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付政令は保険法を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場有価証券もまた一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの措置を含む。

- ・ 専用資産の実現可能価額が関連する引当金の額の110%未満である場合には、専用資産への年次配分は、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

一定の条件を満たす場合、2016年12月19日付政令は、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を2017年12月31日現在で専用資産ポートフォリオに配分することを認めている（注記38.2.2を参照）。

### 38.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、2013年度に取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Invest部門が管理している。

EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ・ファンド）がある。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示すフランス政府が認めた債権全額を専用資産に配分した。

この金融債権は、2015年12月31日現在の財務諸表において、専用資産に未配分の見積額644百万ユーロの追加により、増加した。この金額は、2013年度のはじめから2015年度末の間に生じた補償不足額に相当するものであり、2016年1月26日の政府書簡によって、国に認められている。この政府書簡に従って、金融債権合計の利息は1.72%であり、2020年度後半に終了する改訂スケジュールに基づいて返済される。このスケジュールは、2015年度に係る不足額のCREによる確認に基づいて、2016年12月2日付決定に定められている。

EDFは2016年12月22日にこの金融債権の26.4%（2013年度と2015年度の間の補償不足額に相当する追加の債権を含む）を投資家団に譲渡した。

そのため全体として専用資産に配分される債権の非譲渡部分の実現可能価額は同日現在の譲渡価格によって計算される。

専用資産に配分されたCSPE債権の部分の譲渡による受取額（894百万ユーロ）は、払戻額の受取と同様に、専用資産に再投資されている（注記3.2を参照）。

### 38.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドから構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよびEDFが自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（EDFは当該ファンドの管理には関与しない）。

この投資は戦略的配分に従って構築・管理されており、国際的な株式市場のサイクル（株式市場のサイクルと債券市場のサイクルとの間および地域間のサイクルに一般的に観察される統計的な逆相関によって、EDFは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

### 38.2.2 非上場資産（EDF INVEST）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティ・ファンドへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2017年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は5,408百万ユーロの実現可能価額で評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2007年2月23日付政令を改訂する2016年12月19日付政令2016-1781に準拠した、RTEを所有する共同支配企業であるCTEのEDF持分50.1%。2017年12月31日現在、当該株式の金額は2,705百万ユーロである（2016年12月31日現在、CTE株式の75.93%について、3,905百万ユーロ）（注記2.4を参照）。
- ・ TIGF、Porterbrook、Autostrade、Q-Park、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas (MRG)、GéoselおよびCentral Sicafに対するEDFの投資。

### 38.2.3 専用資産の評価

専用資産は、貸借対照表上、その性質に応じて、投資、投資有価証券、市場性のある有価証券に分類される。それらは、注記1に記載する会計原則に基づいて評価される。

2017年12月31日現在のポートフォリオの明細は以下の通りである。

| (単位：百万ユーロ)             | 2017年12月31日現在 |                   | 2016年12月31日現在 |                   |
|------------------------|---------------|-------------------|---------------|-------------------|
|                        | 帳簿価額、純額       | 公正価値または<br>実現可能価額 | 帳簿価額、純額       | 公正価値または<br>実現可能価額 |
| 投資 - CTE (RTE所有会社) (1) | 2,705         | 2,705             | 3,905         | 3,905             |
| 投資有価証券                 | 17,825        | 19,717            | 13,917        | 16,027            |
| その他の金融投資               | 2,063         | 2,314             | 1,291         | 1,477             |
| <b>専用資産 - 投資</b>       | <b>22,593</b> | <b>24,736</b>     | <b>19,113</b> | <b>21,409</b>     |
| CSPE債権(2)              | 3,294         | 3,349             | 4,184         | 4,288             |
| <b>ヘッジ前専用資産合計</b>      | <b>25,887</b> | <b>28,085</b>     | <b>23,297</b> | <b>25,697</b>     |
| ヘッジ手段およびその他            | -             | 30                | (20)          | (20)              |
| <b>ヘッジ後専用資産合計(3)</b>   | <b>25,887</b> | <b>28,115</b>     | <b>23,277</b> | <b>25,677</b>     |

- (1) 2017年度はRTE株式の100%所有会社であるCTE(IHC25)に対するEDFの投資の50.1%。2016年度はCTEに対するEDFの投資の75.93%（注記2.4を参照）。
- (2) 2015年12月31日現在の累積補償不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分および返済スケジュールに従って2017年度に受け取った払戻額を控除した金額からなる債権。CSPE債権の実現可能価額は市場金利に基づき見積られている。
- (3) 2017年12月31日現在、専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することによる影響はない。専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することにより、2016年12月31日現在の規制上の実現可能価額は24,312百万ユーロに減額された。

帳簿価額、純額および公正価値には支払期日未到来の経過利息が含まれている。

### 38.2.4 2017年度の専用資産の変動

2017年12月31日現在、規制上の計算を適用した場合、専用資産による引当率は108.5%である。2017年12月31日現在、一定の投資の実現可能価額に係る規制上の制限（政令2007-243）による影響はない。

2016年12月31日現在、規制上の計算を適用した場合、専用資産による引当率は99.8%であった。政令2007-243が定める規制上の制限の適用がない場合には、引当率は105.4%であった。

専用資産からの総引出額は、2017年度に填補すべき長期原子力債務に関連する支払額と同額の378百万ユーロ（2016年度377百万ユーロ）であった。

2016年度に係る規制上の専用資産への配分（政令2007-243（改訂後）第2-IV条により求められる）は、1,095百万ユーロであり、2017年2月10日付政府書簡に準拠して、2017年度上半期中に行われた（2016年度中には配分は行われなかった）。2017年度に係る規制上の専用資産への配分は386百万ユーロであり、2018年度中に行われる予定である。

2017年度は、世界経済の同時成長および金融緩和政策の維持を追い風に上昇した、株式市場にとって注目に値する年であり、金融ポートフォリオは戦略的ベンチマーク指標を上回る極めて良好な成績を達成した。この良好な成績は主に、国債の長期金利が僅かに上昇したため、ユーロ圏中核国の国債に対する感応度およびエクスポージャーに関して保守的なポジションを取ったことによるものであった。信用ポートフォリオもまた、特に銀行劣後債の恩恵を受けてベンチマークを上回った。年間を通じて維持された株式に係る極僅少な超過エクスポージャー、および選定されたアクティブ運用アプローチが利益をもたらした。

2017年3月31日に、EDFは、2016年12月からRTE株式の100%保有会社であったCTEに対する持分の49.9%の売却を完了した。完了以降は、EDFのCTEに対する全投資、すなわち50.1%が専用資産に配分されている（注記2.4を参照）。

非上場資産ポートフォリオについては、EDF Investは2017年度中、インフラ、不動産および投資ファンドのポートフォリオの構築を継続した。

2017年7月26日に、EDF Investは、Allianz（60%）、EDF Invest（20%）および投資ファンドであるDIF（20%）から構成されるコンソーシアムによる、Autostrade per l'Italia 資本の6.94%の取得を完了した。同社は欧州最大の高速道路委譲運営者の一社である。

2017年6月および9月に、EDF Investは、Foncière des Régionsのイタリア子会社であるBeni Stabili、およびPredicaとともに、Central Sicafに対する非支配持分を取得した。Central Sicafは、オフィスおよび技術施設のポートフォリオを管理しており、当該ポートフォリオはすべてTelecom Italiaにリースされ、従来はBeni Stabiliがその100%を所有していた。

2017年10月に、EDF Investは、KKR Infrastructureとともに、オランダの駐車場運営者であるQ-Park NVに対する少数持分の取得を完了した。Q-Park NVは欧州最大の駐車場運営者の一社である。

2017年12月に、EDF Investは、L'Orealの高級品部門を主なリース先とする、ルヴァロワ・ペレ所在のEcowest不動産開発部門の50%を取得した。

### 38.3 長期原子力債務の現在原価

原子力発電関連の専用資産の規則が関係する長期原子力債務は、以下の価額でEDFの財務諸表に含まれている。

| (単位：百万ユーロ)                      | 2017年12月31日現在 | 2016年12月31日現在 |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| 使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分 | 983           | 820           |
| 放射性廃棄物長期管理引当金(1)                | 8,814         | 8,966         |
| 廃棄物除去および調整引当金                   | 726           | -             |
| 原子力発電所廃炉引当金                     | 14,920        | 14,122        |
| 炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来費用部分      | 467           | 450           |
| <b>長期原子力債務の現在原価</b>             | <b>25,910</b> | <b>24,358</b> |

(1) 2016年12月31日現在、放射性廃棄物長期管理引当金は、廃棄物除去および調整引当金581百万ユーロを含んでいた。



## 注記39. 関連当事者

## 39.1 子会社との関係

| (単位：百万ユーロ)                           | EDFの債権(1) |       | EDFの負債(1)        |       | 金融費用 | 金融収益<br>(配当を除く) |
|--------------------------------------|-----------|-------|------------------|-------|------|-----------------|
|                                      | 貸付金       | 営業債権  | 流動勘定に含<br>まれる純負債 | 営業負債  |      |                 |
| <b>会社名</b>                           |           |       |                  |       |      |                 |
| CTE (旧C25)                           | -         | 249   | -                | 99    | -    | 0               |
| Framatome                            | -         | 123   | -                | 461   | -    | -               |
| EDF Energy                           | -         | 128   | -                | 144   | -    | 4               |
| EDF Énergies<br>Nouvelles            | 985       | -     | -                | -     | -    | 33              |
| EDF Energy UK LTD                    | 1,425     | -     | -                | -     | -    | 8               |
| EDF International                    | 4,309     | -     | -                | -     | -    | 78              |
| EDF Trading                          | -         | 1,054 | -                | 1,276 | -    | 6               |
| Edison                               | 70        | -     | -                | -     | -    | 2               |
| Enedis                               | -         | 83    | -                | 1,879 | -    | 0               |
| Dalkia                               | 1,223     | -     | -                | 113   | -    | 28              |
| Groupe PEI                           | 858       | -     | -                | 51    | -    | 19              |
| 流動勘定(2)                              |           |       |                  | 3,036 | -    |                 |
| 子会社の流動性に関する<br>契約への投資                |           |       | 892              |       | (8)  |                 |
| 子会社とのグループ<br>現金管理契約(3) (注<br>記22を参照) |           |       | 7,985            |       | (2)  |                 |
| 連結納税契約                               |           |       |                  | 1,560 |      |                 |

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Enedisに関する1,943百万ユーロを含む。

(3) C3に関する2,943百万ユーロ、EDF Tradingに関する1,822百万ユーロおよびEDF Internationalに関する758百万ユーロを含む。

## 39.2 フランス政府および国有企業との関係

## 39.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2017年12月31日現在EDFの資本の83.50%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院 (Cour des Comptes) または議会による監査、およびフランス財務監督局 (Inspection Générale des Finances) による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

EDFはまた、他の発電会社と同様に、発電および電力負荷制限の目的を定める2016年10月27日付政令において制定された複数年のエネルギー・プログラムに参加している。

最後に、フランス政府は、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、フランスのエネルギー法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金の水準の設定をはじめとする電力およびガス市場の規制を通じた介入を行う。

### 39.2.2 公的企業との関係

EDFの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびFramatome）に関するものである。

EDFは2017年12月31日付でFramatomeを取得した（注記2.2を参照）。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

Framatomeとの取引については、注記2.2.2に記載している。

#### サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするAREVA Mines（現Orano Mining）の契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするAREVA NC（現Orano Cycle）の契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、2016年9月29日に、EDFとAREVA（Orano）は、AREVA Mines（Orano Mining）との間のウラン契約、AREVA NC（Orano Cycle）との間の転換契約および濃縮契約に署名した。

#### サイクルの最終段階

EDFとAREVA（Orano）との間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記28.1に記載されている。

#### Framatomeとの関係

2014年12月に、EDFとFramatomeは、2015年から2021年の期間に係る濃縮ウラン燃料集合体の供給に関する契約に署名した。

これとは別に、Framatomeとの間で、フラマンヴィル3 EPR向け初期炉心集合体の供給に関する契約が署名された。

また、制御ロッドクラスタの供給に関する契約も、2018年から2020年の期間に関し、Framatomeとの間で署名された。

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、EDFはFramatomeとの製造契約に署名した。

EDFとFramatomeは、900MW、1,300MWおよびN4型の原子力発電所に関する以下の主契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および計装制御システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約
- ・ 2017年中頃におけるAREVAの知的財産のEDFによる使用権に関する枠組み契約。この契約は、原子力発電所に関して2017年12月に署名した契約等の個別契約を通じて適用される。
- ・ 2017年度後半における蒸気供給システムに関連したエンジニアリング、設計および生産サービスの提供に関する財務上のコミットメントを伴わない枠組み契約。

2013年度に、EDFとFramatomeは、フラマンヴィルのEPR蒸気供給システムに関する2007年の当初契約に係る2件の修正契約（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

## 注記40. 環境

### 40.1 温室効果ガス排出権

欧州は京都議定書の批准に際して、温室効果ガス削減を確約した。EU指令2003/87/ECは2005年1月1日から運用されている欧州連合についての温室効果ガス排出枠制度を定めた。

この制度は国内法に取り入れられている。この制度は特に義務を負う参加者（EDFが該当する）に毎年、その年度の排出量に応じた温室効果ガス排出クレジットを政府に提出することを要求している。この指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスおよび英国を含む数か国における排出権の無償割当の中止である。

2017年12月31日現在の排出量は11百万トンであった（2016年12月31日現在8百万トン）。

2017年度に、EDFは、2016年度中に発生した排出に関して8百万トンを出した。2016年度に、EDFは、2015年度中に発生した排出に関して7百万トンを出した。

#### 40.2 省エネ証書

フランスの2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷氣、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、定義された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の終了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

この制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新された。この期間の省エネ目標はより野心的であり、制度は簡素化されている。第二期に取得した省エネ証書の量は第三期の目標の達成に考慮される。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条の適用により、エネルギー貧困状況にある世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

省エネ義務の第四期の3年間は、2018年1月1日に開始する（注記3.5の規制変更を参照）。

EDFは、住宅顧客、事業顧客、地方当局および社会プロジェクトに資金供与する組織それぞれの市場セグメントに、エネルギー効率の高いサービスの提供を行うことにより、この義務の達成が可能となる状況にある。

#### 注記41. 経営者報酬

当社の主要な経営および統治責任者は、会長兼最高経営責任者および取締役である。従業員を代表する取締役は、取締役としての業務に対する報酬を受け取っていない。

EDFが支払った会社の主要な経営幹部に対する総報酬（給料、雇用人拠出分を除くすべての形態の給付および取締役報酬）は以下の通りであった。

| (単位：ユーロ)      | 2017年度  | 2016年度  |
|---------------|---------|---------|
| 会長兼最高経営責任者(1) | 452,868 | 452,868 |
| 取締役(2)        | 496,556 | 475,500 |

(1) 2016年2月15日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を、2016年度について450,000ユーロと定めた。2017年1月24日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を、2017年度についても450,000ユーロに維持することを決定した。

(2) 2016年3月8日の会議において取締役会は、2016年度の実績報酬の年間予算を510,000ユーロに設定する旨の提案を2016年5月12日開催の年次株主総会において株主に提出することを決定した。これは、EDFがAREVA NPの支配権を獲得するための計画に関連して独立取締役の作業部会により2015年度および2016年度に行われた職務に対する特定報酬を含む。2017年2月13日の会議において取締役会は、2017年度の実績報酬の年間予算を500,000ユーロに設定する旨の提案を2017年5月18日開催の年次株主総会において株主に提出することを決定した。これは、フェッセンハイム発電所の閉鎖計画に関連して独立取締役の作業部会により2016年度および2017年度に行われた職務に対する特定報酬を含む。

## 注記42. 後発事象

### 42.1 1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定の支持

2018年1月16日に、欧州連合一般裁判所は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定に対するEDFの不服申立てを棄却し、フランス政府によるその回収を命じた。

欧州委員会の当該決定の後、2015年10月13日にEDFは、金利を含めた政府補助金の額に相当する13.83億ユーロを払い戻した。ENEDISおよびRTEはそれぞれの持分を拠出した。

一般裁判所はその判決において、一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定を支持した。EDFは2015年10月13日に既に13.83億ユーロを払戻し済みであったため、この判決の履行は追加の支払を伴わない。

欧州委員会は以前、同様の決定を2003年12月16日に下していた。その決定は、一般裁判所の2009年12月15日付判決を支持した欧州連合司法裁判所の2012年6月5日付判決により取り消された。当該判決を受けて欧州委員会は政府補助金に関する調査を再開し、その終了時に2015年7月22日付決定を発表し、これに対してEDFが不服申立てを行った。

EDFはこの決定を認知し、欧州連合司法裁判所に対して不服申立てを行うことの是非について今後、検討する。

[次へ](#)

## 6. ETATS FINANCIERS

### Comptes consolidés au 31 décembre 2017

#### 6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2017

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 320 à 436) et 6.2 (pages 437 et 438) du document de référence 2016 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 et 414) du document de référence 2015 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 15 mai 2018.

#### COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

| (en millions d'euros)                                                                                             | Notes     | 2017           | 2016           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------------|----------------|
| Chiffre d'affaires                                                                                                | 7         | 69 632         | 71 203         |
| Achats de combustible et d'énergie                                                                                | 8         | (37 641)       | (36 050)       |
| Autres consommations externes                                                                                     | 9         | (8 739)        | (8 902)        |
| Charges de personnel                                                                                              | 10        | (12 456)       | (12 543)       |
| Impôts et taxes                                                                                                   | 11        | (3 541)        | (3 656)        |
| Autres produits et charges opérationnels                                                                          | 12        | 6 487          | 6 362          |
| <b>Excédent brut d'exploitation</b>                                                                               |           | <b>13 742</b>  | <b>16 414</b>  |
| Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading |           | (355)          | (262)          |
| Dotations aux amortissements                                                                                      | 22.2      | (8 537)        | (7 966)        |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession                             |           | (58)           | (41)           |
| (Pertes de valeur)/reprises                                                                                       | 13        | (518)          | (639)          |
| Autres produits et charges d'exploitation                                                                         | 14        | 1 363          | 8              |
| <b>Résultat d'exploitation</b>                                                                                    |           | <b>5 637</b>   | <b>7 514</b>   |
| Coût de l'endettement financier brut                                                                              | 15.1      | (1 778)        | (1 827)        |
| Effet de l'actualisation                                                                                          | 15.2      | (2 959)        | (3 417)        |
| Autres produits et charges financiers                                                                             | 15.3      | 2 501          | 1 911          |
| <b>Résultat financier</b>                                                                                         | <b>15</b> | <b>(2 236)</b> | <b>(3 333)</b> |
| <b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>                                                               |           | <b>3 401</b>   | <b>4 181</b>   |
| Impôts sur les résultats                                                                                          | 16        | (147)          | (1 388)        |
| Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises                                         | 23        | 35             | 218            |
| <b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>                                                                                     |           | <b>3 289</b>   | <b>3 011</b>   |
| <b>Dont résultat net – part du Groupe</b>                                                                         |           | <b>3 173</b>   | <b>2 851</b>   |
| <b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>                                |           | <b>116</b>     | <b>160</b>     |
| <b>Résultat net part du Groupe par action en euros :</b>                                                          | <b>17</b> |                |                |
| Résultat par action                                                                                               |           | 0,98           | 1,15           |
| Résultat dilué par action                                                                                         |           | 0,98           | 1,15           |

ÉTATS FINANCIERS  
Comptes consolidés au 31 décembre 2017

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

|                                                                                                                        | 2017           |                                                                |                | 2016           |                                                                |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------------------------------------------------------|----------------|
| (en millions d'euros)                                                                                                  | Part du Groupe | Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | Total          | Part du Groupe | Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | Total          |
| <b>Résultat net consolidé</b>                                                                                          | <b>3 173</b>   | <b>116</b>                                                     | <b>3 289</b>   | <b>2 851</b>   | <b>160</b>                                                     | <b>3 011</b>   |
| Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute <sup>(1)</sup>                                        | 107            | -                                                              | 107            | 318            | -                                                              | 318            |
| Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt                                                        | (61)           | -                                                              | (61)           | (116)          | -                                                              | (116)          |
| Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises             | 77             | -                                                              | 77             | 21             | -                                                              | 21             |
| <b>Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente</b>                                                     | <b>123</b>     |                                                                | <b>123</b>     | <b>223</b>     |                                                                | <b>223</b>     |
| Juste valeur des instruments de couverture – variation brute <sup>(1)</sup>                                            | 1 513          | 4                                                              | 1 517          | 290            | 26                                                             | 316            |
| Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt                                                            | (361)          | (2)                                                            | (363)          | 268            | (8)                                                            | 260            |
| Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises                 | 6              | -                                                              | 6              | (15)           | -                                                              | (15)           |
| <b>Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture</b>                                              | <b>1 158</b>   | <b>2</b>                                                       | <b>1 160</b>   | <b>543</b>     | <b>18</b>                                                      | <b>561</b>     |
| Écarts de conversion des entités contrôlées                                                                            | (970)          | (169)                                                          | (1 139)        | (2 755)        | (380)                                                          | (3 135)        |
| Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises                                                    | (531)          | -                                                              | (531)          | 43             | -                                                              | 43             |
| <b>Écarts de conversion</b>                                                                                            | <b>(1 501)</b> | <b>(169)</b>                                                   | <b>(1 670)</b> | <b>(2 712)</b> | <b>(380)</b>                                                   | <b>(3 092)</b> |
| <b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat</b>                             | <b>(220)</b>   | <b>(167)</b>                                                   | <b>(387)</b>   | <b>(1 946)</b> | <b>(362)</b>                                                   | <b>(2 308)</b> |
| Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute <sup>(2)</sup>                            | 1 061          | 60                                                             | 1 121          | 468            | 93                                                             | 561            |
| Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt                                            | (337)          | (12)                                                           | (349)          | (175)          | (16)                                                           | (191)          |
| Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises | 16             | -                                                              | 16             | (352)          | -                                                              | (352)          |
| <b>Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>                                                      | <b>740</b>     | <b>48</b>                                                      | <b>788</b>     | <b>(59)</b>    | <b>77</b>                                                      | <b>18</b>      |
| <b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat</b>                         | <b>740</b>     | <b>48</b>                                                      | <b>788</b>     | <b>(59)</b>    | <b>77</b>                                                      | <b>18</b>      |
| <b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres</b>                                                     | <b>520</b>     | <b>(119)</b>                                                   | <b>401</b>     | <b>(2 005)</b> | <b>(285)</b>                                                   | <b>(2 290)</b> |
| <b>RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ</b>                                                                                       | <b>3 693</b>   | <b>(3)</b>                                                     | <b>3 690</b>   | <b>846</b>     | <b>(125)</b>                                                   | <b>721</b>     |

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.



## 6. ETATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2017

### BILAN CONSOLIDÉ

#### ACTIF

| (en millions d'euros)                                                                 | Notes | 31/12/2017     | 31/12/2016     |
|---------------------------------------------------------------------------------------|-------|----------------|----------------|
| Goodwill                                                                              | 18    | 10 036         | 8 923          |
| Autres actifs incorporels                                                             | 19    | 8 896          | 7 450          |
| Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France       | 20    | 54 739         | 53 064         |
| Immobilisations en concessions des autres activités                                   | 21    | 7 607          | 7 616          |
| Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre | 22    | 75 622         | 70 573         |
| Participations dans les entreprises associées et les coentreprises                    | 23    | 7 249          | 8 645          |
| Actifs financiers non courants                                                        | 36    | 36 787         | 35 129         |
| Autres débiteurs non courants                                                         | 26    | 2 168          | 2 268          |
| Impôts différés actifs                                                                | 16.3  | 1 220          | 1 641          |
| <b>Actif non courant</b>                                                              |       | <b>204 324</b> | <b>195 309</b> |
| Stocks                                                                                | 24    | 14 138         | 14 101         |
| Clients et comptes rattachés                                                          | 25    | 23 411         | 23 296         |
| Actifs financiers courants                                                            | 36    | 24 953         | 29 986         |
| Actifs d'impôts courants                                                              |       | 673            | 183            |
| Autres débiteurs courants                                                             | 26    | 9 561          | 10 652         |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie                                               | 37    | 3 692          | 2 893          |
| <b>Actif courant</b>                                                                  |       | <b>76 428</b>  | <b>81 111</b>  |
| Actifs détenus en vue de leur vente                                                   | 46    | -              | 5 220          |
| <b>TOTAL DE L'ACTIF</b>                                                               |       | <b>280 752</b> | <b>281 640</b> |

#### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

| (en millions d'euros)                                                                                      | Notes     | 31/12/2017     | 31/12/2016     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------------|----------------|
| Capital                                                                                                    | 27        | 1 464          | 1 055          |
| Réserves et résultats consolidés                                                                           |           | 39 893         | 33 383         |
| <b>Capitaux propres – part du Groupe</b>                                                                   |           | <b>41 357</b>  | <b>34 438</b>  |
| Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle                                        | 27.5      | 7 341          | 6 924          |
| <b>Total des capitaux propres</b>                                                                          | <b>27</b> | <b>48 698</b>  | <b>41 362</b>  |
| Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts |           | 46 410         | 44 843         |
| Autres provisions pour déconstruction                                                                      |           | 1 977          | 1 506          |
| Provisions pour avantages du personnel                                                                     | 31        | 20 630         | 21 234         |
| Autres provisions                                                                                          | 28        | 2 356          | 2 155          |
| <b>Provisions non courantes</b>                                                                            | <b>28</b> | <b>71 373</b>  | <b>69 738</b>  |
| Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France                       | 33        | 46 323         | 45 692         |
| Passifs financiers non courants                                                                            | 38        | 51 365         | 54 276         |
| Autres créditeurs non courants                                                                             | 35        | 4 864          | 4 810          |
| Impôts différés passifs                                                                                    | 16.3      | 2 362          | 2 272          |
| <b>Passif non courant</b>                                                                                  |           | <b>176 287</b> | <b>176 788</b> |
| Provisions courantes                                                                                       | 28        | 5 484          | 5 228          |
| Fournisseurs et comptes rattachés                                                                          | 34        | 13 994         | 13 031         |
| Passifs financiers courants                                                                                | 38        | 11 142         | 18 289         |
| Dettes d'impôts courants                                                                                   |           | 187            | 419            |
| Autres créditeurs courants                                                                                 | 35        | 24 960         | 24 414         |
| <b>Passif courant</b>                                                                                      |           | <b>55 767</b>  | <b>61 381</b>  |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente                                                       | 46        | -              | 2 109          |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                                                             |           | <b>280 752</b> | <b>281 640</b> |

ÉTATS FINANCIERS  
Comptes consolidés au 31 décembre 2017

## TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

| (en millions d'euros)                                                                              | Notes     | 2017            | 2016            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------------|-----------------|
| <b>Opérations d'exploitation :</b>                                                                 |           |                 |                 |
| <b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>                                                 |           | <b>3 401</b>    | <b>4 181</b>    |
| Pertes de valeur/(reprises)                                                                        |           | 518             | 639             |
| Amortissements, provisions et variations de juste valeur                                           |           | 9 980           | 9 814           |
| Produits et charges financiers                                                                     |           | 764             | 948             |
| Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises                                    |           | 243             | 330             |
| Plus ou moins-values de cession                                                                    |           | (2 739)         | (877)           |
| Variation du besoin en fonds de roulement                                                          | 43.1      | 1 476           | (1 935)         |
| <b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>                                          |           | <b>13 643</b>   | <b>13 100</b>   |
| Frais financiers nets décaissés                                                                    |           | (1 209)         | (1 137)         |
| Impôts sur le résultat payés                                                                       |           | (771)           | (838)           |
| <b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>                                  |           | <b>11 663</b>   | <b>11 125</b>   |
| <b>Opérations d'investissement :</b>                                                               |           |                 |                 |
| Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise <sup>(1)</sup> |           | (2 463)         | (127)           |
| Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée <sup>(2)</sup>          |           | 2 472           | 372             |
| Investissements incorporels et corporels                                                           | 43.2      | (14 747)        | (14 397)        |
| Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles                                |           | 1 140           | 508             |
| Variations d'actifs financiers                                                                     |           | 1 885           | (2 913)         |
| <b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>                                |           | <b>(11 713)</b> | <b>(16 557)</b> |
| <b>Opérations de financement :</b>                                                                 |           |                 |                 |
| Augmentation de capital EDF                                                                        |           | 4 005           | -               |
| Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(3)</sup>                     |           | 481             | 1 368           |
| Dividendes versés par EDF                                                                          | 27.3      | (109)           | (165)           |
| Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle                                    |           | (183)           | (289)           |
| Achats/ventes d'actions propres                                                                    |           | (6)             | (2)             |
| <b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>                                                    |           | <b>4 188</b>    | <b>912</b>      |
| Émissions d'emprunts                                                                               |           | 2 901           | 9 424           |
| Remboursements d'emprunts                                                                          |           | (6 304)         | (6 176)         |
| Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée                      | 27.4      | (565)           | (582)           |
| Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession                           |           | 144             | 143             |
| Subventions d'investissement reçues                                                                |           | 348             | 417             |
| <b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>                                |           | <b>(3 476)</b>  | <b>3 226</b>    |
| <b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>                                  |           | <b>712</b>      | <b>4 138</b>    |
| <b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>                           |           | <b>662</b>      | <b>(1 294)</b>  |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>                                       |           |                 |                 |
|                                                                                                    |           | <b>2 893</b>    | <b>4 182</b>    |
| Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie                                  |           | 662             | (1 294)         |
| Influence des variations de change                                                                 |           | (13)            | 102             |
| Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie                                |           | 21              | 20              |
| Influence des reclassements                                                                        |           | 129             | (117)           |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>                                        | <b>37</b> | <b>3 692</b>    | <b>2 893</b>    |

(1) Incluant le prix d'acquisition de Framatome pour 1 868 millions d'euros (voir note 3.2).

(2) Incluant en 2017 la cession partielle de la Coentreprise de Transport d'Électricité ci-après désignée « CTE » (ex C25), société détenant les titres de RTE, pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.4.1).

(3) Augmentations ou réductions de capital et acquisitions ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées.

Comprend en 2017, un montant de 501 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co.

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2017

### VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

| (en millions d'euros)                                       | Capital      | Actions propres | Écarts de conversion <sup>(1)</sup> | Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup> | Autres réserves consolidées et résultat | Capitaux propres part du Groupe | Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle | Total capitaux propres |
|-------------------------------------------------------------|--------------|-----------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| <b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2015</b>                       | <b>960</b>   | <b>(38)</b>     | <b>4 349</b>                        | <b>(2 353)</b>                                                                     | <b>31 831</b>                           | <b>34 749</b>                   | <b>5 491</b>                                                                | <b>40 240</b>          |
| Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres | -            | -               | (2 712)                             | 766                                                                                | (59)                                    | (2 005)                         | (285)                                                                       | (2 290)                |
| Résultat net                                                | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | 2 851                                   | 2 851                           | 160                                                                         | 3 011                  |
| <b>Résultat global consolidé</b>                            | <b>-</b>     | <b>-</b>        | <b>(2 712)</b>                      | <b>766</b>                                                                         | <b>2 792</b>                            | <b>846</b>                      | <b>(125)</b>                                                                | <b>721</b>             |
| Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée    | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (582)                                   | (582)                           | -                                                                           | (582)                  |
| Dividendes distribués                                       | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (2 026)                                 | (2 026)                         | (288)                                                                       | (2 314)                |
| Achats/ventes d'actions propres                             | -            | 9               | -                                   | -                                                                                  | -                                       | 9                               | -                                                                           | 9                      |
| Augmentation de capital d'EDF <sup>(3)</sup>                | 95           | -               | -                                   | -                                                                                  | 1 767                                   | 1 862                           | -                                                                           | 1 862                  |
| Autres variations <sup>(4)</sup>                            | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (420)                                   | (420)                           | 1 846                                                                       | 1 426                  |
| <b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2016</b>                       | <b>1 055</b> | <b>(29)</b>     | <b>1 637</b>                        | <b>(1 587)</b>                                                                     | <b>33 362</b>                           | <b>34 438</b>                   | <b>6 924</b>                                                                | <b>41 362</b>          |
| Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres | -            | -               | (1 501)                             | 1 281                                                                              | 740                                     | 520                             | (119)                                                                       | 401                    |
| Résultat net                                                | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | 3 173                                   | 3 173                           | 116                                                                         | 3 289                  |
| <b>Résultat global consolidé</b>                            | <b>-</b>     | <b>-</b>        | <b>(1 501)</b>                      | <b>1 281</b>                                                                       | <b>3 913</b>                            | <b>3 693</b>                    | <b>(3)</b>                                                                  | <b>3 690</b>           |
| Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée    | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (565)                                   | (565)                           | -                                                                           | (565)                  |
| Dividendes distribués                                       | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (1 532)                                 | (1 532)                         | (183)                                                                       | (1 715)                |
| Achats/ventes d'actions propres                             | -            | (11)            | -                                   | -                                                                                  | -                                       | (11)                            | -                                                                           | (11)                   |
| Augmentation de capital d'EDF <sup>(5)</sup>                | 409          | -               | -                                   | -                                                                                  | 5 018                                   | 5 427                           | -                                                                           | 5 427                  |
| Autres variations <sup>(6)</sup>                            | -            | -               | -                                   | -                                                                                  | (93)                                    | (93)                            | 603                                                                         | 510                    |
| <b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2017</b>                       | <b>1 464</b> | <b>(40)</b>     | <b>136</b>                          | <b>(306)</b>                                                                       | <b>40 103</b>                           | <b>41 357</b>                   | <b>7 341</b>                                                                | <b>48 698</b>          |

- (1) Les écarts de conversion varient de (1 501) millions d'euros au 31 décembre 2017 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.
- (2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.
- (3) En 2016, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 1 862 millions d'euros sont liées au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2015 et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016.
- (4) Les « autres variations » des capitaux propres en 2016 incluaient l'effet de la cession à CGN de 33,5 % de HRC Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co réalisée le 29 septembre 2016. Cette transaction a eu en 2016 un effet de (548) millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe et un effet de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle (voir note 3.7.2). Elles comprenaient également en 2016 les effets de l'opération Cogestar pour 119 millions d'euros (voir note 5.2).
- (5) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros (voir note 3.1), au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 pour un montant de 398 millions d'euros (voir note 27.3).
- (6) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 501 millions d'euros. Elles comprennent également les effets de l'acquisition de Framatome pour 209 millions d'euros (voir note 3.2) et les effets de l'opération Cogestar pour 48 millions d'euros (voir note 5.2).

## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Electricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice des le 31 décembre 2017.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce

et les services énergétiques. Il intègre à compter du 31 décembre 2017 les activités de Framatome : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs (voir note 3.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 15 février 2018. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 15 mai 2018.

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

## NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ  
ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE  
DU GROUPE

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations SIC et IFRIC.

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2017.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL  
COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE  
2017

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2017 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2016 à l'exception des changements d'après :

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne  
dont l'application est obligatoire  
au 1<sup>er</sup> janvier 2017

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 sont les suivants :

- les amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » : pas d'impact pour le Groupe ;
- les amendements à IAS 7 « État des flux de trésorerie » : « Initiative concernant les informations à fournir » : Ces amendements imposent aux entreprises de publier des informations permettant une réconciliation des variations bilanciaires des passifs et actifs financiers qui sont présentés dans la section « flux de financement » du tableau de flux de trésorerie, en distinguant les mouvements cash et non-cash (voir note 38.2.1).

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne  
mais dont l'application est postérieure  
au 31 décembre 20171.2.2.1 IFRS 15 – Produits des activités ordinaires  
tirés de contrats conclus avec des clients

Le 22 septembre 2016, l'Union européenne (UE) a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Les amendements associés ont été adoptés le 31 octobre 2017 et seront applicables à la même date que la norme IFRS 15.

En 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les opérations dont le traitement comptable sera modifié. Les deux principales évolutions portent sur :

- La comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal).

Selon l'analyse IAS 18, l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'énergie est de fait comptabilisé en chiffre d'affaires par toutes les entités du Groupe assurant la fourniture d'électricité ou de gaz.

La norme IFRS 15 impose d'étudier si l'acheminement est une obligation de prestation distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'énergie. Elle fixe par ailleurs les conditions dans lesquelles une entité intervient en tant que principal ou agent dans le cadre de la fourniture d'un bien ou d'un service avec intervention d'un tiers. Si l'entité est qualifiée de principal, alors elle peut

reconnaître le chiffre d'affaires au titre de cette prestation. Dans le cas contraire, elle est qualifiée d'agent et ne peut reconnaître en chiffre d'affaires au titre de l'acheminement que le montant de son éventuelle commission.

Une revue des contrats et du cadre réglementaire en vigueur a été menée pour chaque pays dans lequel les clients disposent de contrats uniques incluant la fourniture et l'acheminement du gaz et/ou de l'électricité (France, Belgique, Royaume-Uni et Italie).

- En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement. En effet, le fournisseur ne porte pas la responsabilité d'exécution de cette prestation, il n'est pas exposé à un risque sur stock ou capacité et n'a pas la possibilité de répercuter au client final un prix autre que celui qui met à sa charge le distributeur pour l'acheminement. En outre, en France, le risque crédit est supporté par le distributeur et, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, les fournisseurs d'énergie seront rémunérés par une commission versée par les distributeurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (voir note 4.2).

En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, l'analyse agent – principal sur l'acheminement d'électricité en France n'aura d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle. Dans l'information sectorielle, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement d'électricité figure actuellement dans le segment France – Activités régulées, en tant que chiffre d'affaires intersectoriel. Avec l'application d'IFRS 15, il sera désormais présenté comme du chiffre d'affaires externe.

Cette analyse conduira à réduire le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France.

À titre d'illustration, les montants au titre de l'exercice 2017 auraient été respectivement de 1 065 millions d'euros pour la Belgique – segment Autre international –, 387 millions d'euros pour la France – Production et Commercialisation et 56 millions d'euros pour la France – Activités régulées. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs des montants de l'exercice 2018, ceux-ci étant sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment du climat et du niveau de la demande, et aux tarifs d'acheminement.

Corrélativement, les achats d'acheminement (au sein des achats de combustible et d'énergie) seront diminués du même montant. La qualification d'agent n'aura donc pas d'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe.

- En Italie et au Royaume-Uni en revanche, la qualification du fournisseur d'énergie comme principal pour les prestations d'acheminement est maintenue.

Au Royaume-Uni, le Groupe a conclu que la fourniture et l'acheminement constituaient une unique obligation de prestation pour laquelle le fournisseur est principal. En Italie, le risque supporté par le fournisseur sur les réservations de capacités auprès des opérateurs de réseau et la possibilité qui lui est laissée dans la fixation du prix de l'acheminement au client final justifient la qualification de principal.

- La comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation.

Certaines entités du Groupe procèdent à des opérations sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz en application de la politique de gestion des risques du Groupe. Ainsi, en fonction de la position nette à couvrir, une entité est amenée à réaliser des achats et des ventes sur les marchés à terme et les marchés spot. Ces couvertures sont réalisées progressivement et donnent lieu à des opérations d'optimisation (ajustement offre/demande à différents pas de temps et arbitrages entre l'utilisation de moyens de production propres et approvisionnement sur les marchés).

L'analyse des contrats réalisée dans le cadre de la mise en application d'IFRS 15 a conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net reflète de façon plus pertinente la réalité économique de ces transactions d'optimisation, alors

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

que certaines des entités du Groupe (Edison – Segment Italie, EDF Luminus – Segment Autre international, Dalkia – Segment Autres métiers) présentaient jusqu'ici, en brut, le chiffre d'affaires avec pour contrepartie des achats d'énergie. Sur la base des données 2017, ce changement conduirait à réduire le chiffre d'affaires et les achats d'énergie à hauteur de 2 793 millions d'euros, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs du montant au titre de l'exercice 2018, celui-ci étant par nature très variable d'une année à l'autre.

Les autres sujets identifiés dont le traitement comptable pourrait être amené à évoluer du fait de l'application d'IFRS 15 ne devraient pas avoir d'impacts significatifs sur le chiffre d'affaires ou le résultat du Groupe.

Par ailleurs, l'évaluation des impacts liés à la mise en œuvre d'IFRS 15 sur les modalités de reconnaissance du chiffre d'affaires de Framatome, entité intégrée par le Groupe à compter du 31 décembre 2017, est en cours de finalisation. Les sujets identifiés portent principalement sur le niveau de regroupement des contrats, la composante de financement, les pénalités contractuelles et le calcul des pertes à terminaison.

La méthode rétrospective complète sera appliquée et n'aura pas d'impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

Enfin, le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

#### 1.2.2.2 IFRS 9 – Instruments financiers

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » adoptée par l'Union européenne en date du 22 novembre 2016, remplacera à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 la norme IAS 39 « Instruments financiers ». Cette norme définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture.

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences de l'application de la future norme. En 2016 et 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les instruments dont le traitement comptable sera modifié, ainsi que les évolutions nécessaires des systèmes d'information.

#### Classement et évaluation

Hormis les actifs financiers évalués au coût amorti en application d'IAS 39 tels que les prêts, les comptes clients et comptes rattachés ou certaines créances financières, la quasi-totalité du portefeuille d'actifs financiers du Groupe est actuellement classé selon IAS 39 en actifs financiers disponibles à la vente. Ces actifs sont en conséquence évalués à la juste valeur au bilan, les variations de juste valeur étant comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI) ; les pertes et gains latents comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre sont transférés au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation.

Le portefeuille d'actifs financiers du Groupe a fait l'objet d'une revue détaillée et approfondie pour déterminer leur futur traitement comptable sous IFRS 9, en fonction des caractéristiques de leurs flux contractuels d'une part, et de leur modèle de gestion, d'autre part. Les principaux impacts porteront sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de placement collectif (OPC), et à un degré moindre sur les instruments de capitaux propres (actions) détenus.

Plus spécifiquement, une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés (qui s'élève à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 3.6.2.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 47).

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe. Ces modifications sont détaillées ensuite dans les paragraphes ci-dessous.

| (en milliards d'euros)               | Solde au bilan<br>31/12/2017 | Catégories IFRS 9 |                         |                                            |                              | Réserve brute<br>de JV 31/12/2017 |
|--------------------------------------|------------------------------|-------------------|-------------------------|--------------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
|                                      |                              | Coût amorti       | Juste valeur par<br>OCI | Juste valeur<br>par OCI<br>non recyclables | Juste valeur<br>par résultat |                                   |
| <b>Catégories IAS 39</b>             |                              |                   |                         |                                            |                              |                                   |
| <b>Actifs disponibles à la vente</b> | <b>40,9</b>                  | -                 | <b>20,8</b>             | <b>0,5</b>                                 | <b>19,6</b>                  | <b>2,2</b>                        |
| Actifs dédiés                        | 20,8                         | -                 | 5,0                     | -                                          | 15,9                         | 2,1                               |
| Actifs liquides                      | 19,0                         | -                 | 15,8                    | -                                          | 3,1                          | 0,1                               |
| Autres titres                        | 1,1                          | -                 | -                       | 0,5                                        | 0,6                          | -                                 |
| <b>Prêts et créances</b>             | <b>14,6</b>                  | <b>14,3</b>       | -                       | -                                          | <b>0,3</b>                   | -                                 |
| <b>Clients et comptes rattachés</b>  | <b>23,4</b>                  | <b>21,8</b>       | <b>1,6</b>              | -                                          | -                            | -                                 |

■ Concernant les parts détenues dans les OPC, qui représentent une part significative du portefeuille financier au sein des actifs dédiés, les plus ou moins-values latentes, jusqu'alors comptabilisées en autres éléments du résultat global, et transférées en résultat lors de leur décomptabilisation, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe car les titres seront classés à la juste valeur par compte de résultat.

Au-delà de parts dans des OPC (OPCVM et FIA), le Groupe investit également de façon significative, pour les besoins du portefeuille d'actifs dédiés, dans des fonds indiciels cotés (Exchange-Traded Funds ou ETF). Ces fonds indiciels cotés sur les marchés réglementés ont pour objectif de répliquer les variations d'un indice à la hausse ou à la baisse et se caractérisent par une gestion passive pour le gestionnaire de fonds. Les discussions de place conduites ces derniers mois sur l'enjeu de la classification de ces titres « hybrides » n'ont pas permis de conduire à une qualification d'instruments de capitaux propres au regard d'IAS 32 – ce qui correspondait à l'analyse initialement conduite par le Groupe – mais d'instruments de dettes remboursables au gré du porteur. Il en résulte que les parts dans les ETF auront le même traitement sous IFRS 9 que les parts d'OPCVM, à savoir que les plus ou moins-values latentes seront comptabilisées dans le compte de résultat du Groupe.

Sur ces différents instruments, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2018, d'un montant de 1,8 milliard d'euros avant impôts, sera redassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 349 millions d'euros consistant en :

- la non-reconnaissance des plus ou moins-values latentes 2016 réalisées en 2017 (800) millions d'euros ;
- la reconnaissance en résultat des variations de plus et moins-values latentes en 2017 (induant l'effet des couvertures de change), représentative de la volatilité sur l'exercice, soit 1 149 millions d'euros.

L'estimation des principaux impacts de la mise en œuvre de la norme sur la base des chiffres au 31 décembre 2017 est donnée à titre informatif.

Les montants indiqués ne sont en effet pas représentatifs de ceux qui seront constatés en 2018 ou lors des années futures, les résultats latents étant liés, au premier ordre, à l'évolution des différents marchés boursiers sur chaque période considérée. Des situations de plus-values latentes sur certains produits et marchés sur une période donnée peuvent se retourner en situation de moins-values latentes sur une autre période.

■ Pour les **instruments de capitaux propres** non détenus à des fins de transaction (investissements de type actions), le Groupe rebendra, pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCG). Pour les lignes de titres concernées, comme précisé par la norme, seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat ; les pertes et gains ne pourront pas être reconnus au compte de résultat au moment de la décomptabilisation de l'instrument.

Concernant les instruments de capitaux propres, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1<sup>er</sup> janvier 2018, d'un montant de 0,1 milliard d'euros avant impôts, sera redassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, non significatif.

- L'ensemble du portefeuille des titres de dettes, notamment le portefeuille obligataire, est géré dans le cadre du modèle « collecte et vente ». Les analyses détaillées conduites pour les différentes lignes de titres ont montré que les flux de trésorerie associés à ce portefeuille sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (test SPPI – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Il en résulte pour ce portefeuille une comptabilisation des variations de juste valeur en éléments du résultat global, sans changement par rapport au traitement comptable actuel.

Comme indiqué précédemment une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France. De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduira par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

#### Dépréciation

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues alors qu'IAS 39 était fondé sur les pertes avérées. Ce nouveau modèle de dépréciation dit ECL (*expected credit loss*) est ainsi susceptible de conduire à une comptabilisation anticipée des dépréciations par rapport à IAS 39. Ce modèle s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux titres de dettes classés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, ainsi qu'aux engagements hors bilan et aux garanties financières auparavant visés par IAS 37 et aux actifs sur contrat évalués selon IFRS 15.

Le Groupe a revu les règles d'appréciation de la dégradation du risque de crédit et de détermination des pertes attendues, à un an et à maturité.

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible (*low credit risk*). Comme permis par la norme, le Groupe définit le seuil de *low credit risk* la note la plus basse de l'investment grade. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constitué d'instruments émis par des contreparties notées investment grade. Le seuil d'identification d'une dégradation significative des titres de dettes intervient dès lors que la contrepartie ne serait plus notée investment grade.

Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Concernant les créances commerciales principalement relatives au portefeuille clients des différentes entités du Groupe, le Groupe appliquera le modèle de dépréciation simplifié d'IFRS 9 qui se base, par exemple, sur une matrice de provisions pour calculer les pertes de crédit attendues sur les créances clients. Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Pour les prêts, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

L'application de manière rétrospective des dispositions requises dans le nouveau modèle de dépréciation, conduirait à constater, à la date de transition, un montant non significatif en capitaux propres non recyclables.

#### Comptabilité de couverture

Le nouveau modèle IFRS 9 vise à simplifier la comptabilité de couverture, à mieux aligner la comptabilisation des relations de couverture sur les activités de gestion des risques et à permettre l'application de la comptabilité de couverture à un plus large éventail d'instruments de couverture et aux éléments pouvant être qualifiés

d'éléments couverts. La nouvelle norme ne traite pas explicitement de la comptabilisation des activités de macro-couverture, qui fait l'objet d'un projet distinct de l'IASB.

Lors de sa première application, IFRS 9 offre deux possibilités : (i) appliquer le volet « modèle général de couverture » d'IFRS 9 ou (ii) maintenir les dispositions d'IAS 39 jusqu'à la publication par l'IASB et l'adoption par l'Union européenne du texte sur la macro-couverture.

Le Groupe envisage d'appliquer les nouvelles dispositions d'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture dès le 1<sup>er</sup> janvier 2018. L'application de ce volet ne devrait pas engendrer d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe en date de transition. Les dispositions de ce volet sont toujours en cours de mise en œuvre au sein du Groupe.

#### Autres aspects de la norme : renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du Board de l'IASB en juillet 2017. Dans ce contexte, il est considéré que la seule approche compatible avec la rédaction adoptée à date de la norme IFRS 9 est la constatation d'un ajustement en résultat, corrélatif d'une modification du coût amorti de la dette en date de restructuration. Cette décision met fin à la pratique actuelle (sous option en IAS 39) qui consistait à lisser sur la durée résiduelle de la dette renégociée l'économie attendue (ou la charge complémentaire) en ajustant prospectivement le taux d'intérêt effectif de la dette.

L'impact de l'application rétrospective au 1<sup>er</sup> janvier 2018 de cette clarification de la norme, à l'ensemble des opérations de modifications de dettes non décomptabilisantes (non substantielles) aux bornes du Groupe, demeure non significatif.

6.

#### 1.2.2.3 IFRS 16 – Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation cette norme.

IFRS 16 prévoit que toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif de « droit d'utilisation » et en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan. Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques. Le montant du passif enregistré en dette financière est ainsi sensiblement dépendant des hypothèses retenues en matière de taux d'actualisation et de durée des engagements, les options de renouvellement, extension ou de résiliation anticipée des contrats devant être intégrées dans le calcul du passif si leur activation est jugée raisonnablement certaine lors de la conclusion du contrat.

Le Groupe a entrepris des travaux d'identification des impacts de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales concernées et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2016, et mis à jour au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, le Groupe a analysé les incidences de la norme afin de quantifier ses impacts sur les agrégats consolidés (i.e. excédent brut d'exploitation, résultat net consolidé, et endettement financier net) et les modifications qu'elle pourrait entraîner dans les informations communiquées.

Les travaux de collecte et d'analyse des données sont aujourd'hui en voie de finalisation. Les hypothèses de durée de certains contrats étant toujours en cours de définition, le Groupe poursuit le chiffrage de l'estimation précise de l'impact sur le bilan de la première application d'IFRS 16.

Suite à ces travaux, il est envisagé d'appliquer la méthode rétrospective dite « modifiée » (IFRS 16.CS.b).

Par ailleurs, les choix des solutions informatiques pertinentes pour le Groupe pour la mise en œuvre d'IFRS 16 sont en cours d'étude.

#### 1.2.2.4 Amendements IFRS 4

Les amendements à IFRS 4 « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2018, ont été adoptés le 3 novembre 2017. Les impacts potentiels sur le Groupe n'ont pas encore été évalués.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

#### 1.2.3 Textes et amendements publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne :

- l'interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée » (date d'application : 1<sup>er</sup> janvier 2018). Sous réserve de son adoption par l'Union européenne, ce texte sera appliqué de façon prospective par le Groupe à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Cette interprétation prévoie que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure. Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 22 n'aura pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF ;
- l'interprétation IFRIC 23 « Comptabilisation des incertitudes à l'égard des impôts sur le résultat » (date d'application : 1<sup>er</sup> janvier 2019). IFRIC 23 clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation, lorsqu'une incertitude existe sur le traitement de l'impôt sur le résultat. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte ;
- les amendements à IAS 28 « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » : « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises » (date d'application : 1<sup>er</sup> janvier 2019). Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte ;
- les amendements à IFRS 9 « Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » publiée par l'IASB le 12 octobre 2017 (applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 avec application anticipée autorisée) ;
- la norme IFRS 17 « Contrats d'assurance » (date d'application : 1<sup>er</sup> janvier 2021).

En outre, le Groupe n'a pas encore évalué les impacts potentiels des textes suivants :

- les amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » (date d'application 1<sup>er</sup> janvier 2018) ;
- les amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » (date d'application : 1<sup>er</sup> janvier 2018).

#### 1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

##### 1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

##### 1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

##### 1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW étaient réunies. Le Groupe a ainsi procédé au 1<sup>er</sup> janvier 2016 à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim – (voir note 3.7.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France »).

La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

##### 1.3.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cours est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêt des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

##### 1.3.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2017 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés**1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme**

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

**1.3.2.5 Instruments financiers**

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

**1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé**

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

**1.3.2.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France**

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.25. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

**1.3.2.8 Actifs d'impôts différés**

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

**1.3.2.9 Autres jugements**

■ Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 47.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.

D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2I. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

■ En l'absence de normes ou d'interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

**1.3.3 Méthodes de consolidation**

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

**1.3.3.1 Entités contrôlées**

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantiels exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

**1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises**

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

**1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes**

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

**1.3.4 Règles de présentation des états financiers**

Les actifs et passifs constitués du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

**1.3.5 Méthodes de conversion****1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes**

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

**1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle**

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

#### 1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

#### 1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des années comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

#### 1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'Etat français, les sociétés détenues majoritairement par l'Etat et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

#### 1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négociation), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négociation sur le marché de l'énergie (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

##### 1.3.7.1 Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France et au Royaume-Uni pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

- **Dispositif français** : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Energies Nouvelles) et en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Electricité de Strasbourg) et acheteur de pertes (Enedis et Electricité de Strasbourg).

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

- **Dispositif britannique** : Le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. Les exploitants de capacité qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité. Cette rémunération est reconnue en chiffre d'affaires la même année.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe. Cette contribution est reconnue en charge sur la période de pointe.

#### 1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.



**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes consolidés

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

### 1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net par le Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

### 1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

### 1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

#### 1.3.11.1 Goodwill

##### 1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

##### 1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

#### 1.3.11.2 Autres actifs incorporels

##### 1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

##### 1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporés liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.27) ;
- de la valeur positive des contrats d'achat/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudronnerie nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

#### 1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

#### 1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

##### 1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coûts (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

##### 1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire :
  - France 40 à 50 ans,
  - autres pays 35 à 60 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 50 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques 20 à 25 ans.

##### 1.3.13 Contrats de concession

###### 1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

###### 1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

###### 1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

###### Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.



**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes consolidés

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

**Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France**

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

**1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques**

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

**1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport**

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

**1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur**

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concedant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concedant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

**1.3.13.3 Concessions à l'étranger**

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11.2.3).

**1.3.14 Contrats de location**

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

**1.3.14.1 Contrats de location-financement**

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

**1.3.14.2 Contrats de location simple**

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

**1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location**

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

**1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles**

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affecté.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;

- la juste valeur correspond au prix potentiel qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
    - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normal ;
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation ;
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures ;
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO<sub>2</sub>, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO<sub>2</sub>, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, l'IEA ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant des l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

#### 1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participation non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

#### 1.3.16.1 Modalités d'évaluation des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs. Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidés.

#### 1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revendre à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :



ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

**1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance**

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

**1.3.16.1.3 Prêts et créances financières**

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

**1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente**

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque année, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

**1.3.16.1.5 Emprunts et dettes financières**

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6(A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

**1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés****Champ d'application**

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;

- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;

- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

**Évaluation et comptabilisation**

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

**Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture**

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IAS 39 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoue, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

#### (A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

#### (B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

#### (C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

#### 1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêt des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

##### 1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur nette comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

##### 1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financent et la gestion à long terme de ces fonds.

#### 1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

#### 1.3.16.4 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

#### 1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

#### 1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

##### 1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.



**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes consolidés

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

**1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation**

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.3) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles, de Dalkia et de Framatome ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

**1.3.18 Clients et comptes rattachés**

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés induisent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

**1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

**1.3.20 Capitaux propres****1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers**

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

**1.3.20.2 Frais d'émission de capital**

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

**1.3.20.3 Actions propres**

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

**1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée**

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

**1.3.21 Provisions hors avantages du personnel**

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implétée), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêt pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sorte de ressources ne soit faible.

#### 1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cours).

Les charges pour derniers cours correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cours) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

#### 1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

#### 1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

##### 1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'Etat, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

##### 1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

###### 1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, induisant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis (ex-ERDF), RTE, Electricité de Strasbourg, EDF PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.



ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour les Activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie (ex-GDF SUEZ) correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut national). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

### 1.3.22.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs

d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;

- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE (*Career Average Re-valued Earnings*). Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. En décembre 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

6.

### 1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

### 1.3.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des

comptes-rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pouvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,5 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,1 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,1 %.

Le tableau qui suit donne principalement les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2017 :

#### IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)

|                                             | 2017  |
|---------------------------------------------|-------|
| Résultat d'exploitation                     | 152   |
| Résultat financier                          | (377) |
| Résultat avant impôt des sociétés intégrées | (225) |

#### IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)

|               | 2017  |
|---------------|-------|
| À l'ouverture | 1 977 |
| À la clôture  | 1 752 |

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

#### 1.3.24 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créiteurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

#### 1.3.25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

#### 1.3.26 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.13 et 1.3.23) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd au Royaume-Uni, Taishan (TNP/NC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.



**ÉTATS FINANCIERS**  
**Annexe aux comptes consolidés**

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 37).

**1.3.27 Environnement****1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.1

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négocié » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constituée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

**1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.3.

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :

- ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
- sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
- dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
  - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
  - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négociation sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

**1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.2.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'indiquer les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

**1.3.27.4 Dépenses environnementales**

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Aucun changement comptable n'est survenu durant l'exercice 2017.

### NOTE 3 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS

#### 3.1 AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros, s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) sont comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital. La dilution de l'État français se traduit par un élargissement du flottant, la part détenue par le public (dont l'actionnariat salarié) dans le capital social de la Société étant portée de 14,25 % à 16,81 %, après réalisation de l'augmentation de capital.

#### 3.2 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

Suite à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre dernier, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession au 31 décembre 2017, d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée de l'ex groupe AREVA.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x<sup>(1)</sup>.

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse sur la base de comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017), lorsque ceux-ci seront établis. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros. Enfin, EDF bénéficie de clauses de garantie de passif.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Okiuoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, sont exclus du périmètre repris par EDF et restent au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

La signature des accords engageants du 22 décembre 2017 est intervenue suite à l'avis positif émis par le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le 28 juin 2017 sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF ayant en effet décidé, le 12 juillet 2017, de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve de ce réacteur.

Cette signature a fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel

et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par New NP. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

Le 31 décembre 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % de Framatome.

Concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA SA, Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem, sont respectivement entrés au capital de Framatome à hauteur de 19,5 % et 5 %.

Les mécanismes d'immunisation et les garanties définies dans le contrat de cession définitif, signé avec EDF le 22 décembre 2017, s'appliquent également à Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem.

Enfin, les trois nouveaux associés de New NP ont décidé la modification de la dénomination sociale de New NP, dénommée Framatome depuis le 4 janvier 2018.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur à ce stade, n'a pas encore été publié au Journal officiel de l'Union européenne.

#### 3.2.1 Historique des opérations

EDF et AREVA SA ont signé le 30 juillet 2015, un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF, la participation d'AREVA SA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (créée le 17 mai 2017 et qui se dénomme Edrance), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (et maintenant Framatome), destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016, actant notamment de l'accord du Conseil d'administration d'EDF sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF et prenant en compte les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 qui étaient :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Okiuoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerrait le contrôle exclusif et qui reprendrait les contrats détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entendait se prémunir (cf. point suivant) ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA NP du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou de la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication conduisant le nouveau protocole à poser les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats édués à New NP, indemnisations spécifiques et garantie générale, conditions suspensives pour la réalisation de l'acquisition liées aux résultats d'audits qualité ;

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets



ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

- AREVA NP resterait une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserverait ses contrats, hors ceux transférés à New NP.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été signé le 15 novembre 2016 entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part.

La réalisation de la transaction, restait notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

### 3.2.2 Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustibles nucléaires pour des clients industriels ainsi que pour certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six business units implantées majoritairement en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- **Direction Technique et Ingénierie** : développement, conception, certification et licensing des chaudières et services associés ;
- **Grands projets** : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- **Services à la Base installée** : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- **Combustible** : développement, conception, licensing et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- **Composants** : conception et fabrication des composants lourds et mobiles des centrales nucléaires ;
- **Contrôle-Commande (I&C)** : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et le restera après cette acquisition (voir note 48).

Le groupe EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible, et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF de l'étude à la mise en service pour la chaudière et les contrôles commandés des nouveaux réacteurs EPR en construction de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

### 3.2.3 Traitement dans les comptes consolidés d'EDF

La création du périmètre cible Framatome par AREVA SA a comporté des opérations de réorganisation préalables à l'acquisition, portant notamment sur :

- un apport partiel d'actifs par AREVA NP à New NP SAS, hors certains contrats concernant l'usine du Creusot (traité d'apport partiel d'actifs du 29 septembre 2017 avec effet différé au 31 décembre 2017), cet apport ayant été effectué en valeurs réelles, sur la base d'une opinion d'équité (fairness) délivrée par un évaluateur indépendant, de rapports d'expertise portant sur certains actifs identifiés, et ayant donné lieu à l'émission d'un rapport par deux commissaires aux apports ;
- une cession d'actifs et de passifs par AREVA GmbH à New NP GmbH (hors éléments rattachés au projet Okiuoto 3), réalisée le 31 octobre 2017, opération également faite en valeurs réelles sur la base d'évaluations effectuées par des experts financiers indépendants.

L'analyse de la gouvernance et le pourcentage de participation détenu dans Framatome conduisent le Groupe à consolider Framatome en intégration globale.

La prise de contrôle des activités de Framatome au 31 décembre 2017 a conduit le Groupe, conformément à la norme IFRS 3, à comptabiliser les actifs et passifs identifiables de Framatome à leur juste valeur à la date d'acquisition. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Les travaux réalisés par EDF dans le cadre de l'affectation du prix d'acquisition ont été menés avec l'appui d'un évaluateur financier indépendant. Ces travaux tiennent compte des résultats des évaluations réalisées dans le cadre des opérations de réorganisations préalables à la prise de contrôle de Framatome.

L'acquisition au 31 décembre 2017 de 75,5 % de Framatome se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par la constatation d'un goodwill provisoire (évalué selon la méthode du goodwill partiel) de 1 257 millions d'euros.

### 3.2.4 Éléments du bilan d'ouverture de Framatome dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

#### 3.2.4.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Framatome correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données provisionnelles disponibles de Framatome et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital s'établit comme suit.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### ACTIF

(en millions d'euros)

|                                                                    | Valeurs d'ouverture provisoires |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Goodwill                                                           | -                               |
| Autres actifs incorporels                                          | 1 236                           |
| Immobilisations corporelles                                        | 1 100                           |
| Participations dans les entreprises associées et les coentreprises | 92                              |
| Actifs financiers                                                  | 176                             |
| Impôts différés actifs                                             | 131                             |
| Stocks                                                             | 565                             |
| Clients et comptes rattachés                                       | 4 427                           |
| Actifs d'impôts courants                                           | 5                               |
| Autres débiteurs                                                   | 613                             |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie                            | -                               |
| <b>TOTAL DE L'ACTIF</b>                                            | <b>8 345</b>                    |

### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

|                                                                     | Valeurs d'ouverture provisoires |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Capital                                                             | 707                             |
| Réserves et résultats consolidés                                    | 103                             |
| <b>Capitaux propres – part du Groupe</b>                            | <b>810</b>                      |
| Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle | 10                              |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES</b>                                   | <b>820</b>                      |
| Provisions                                                          | 984                             |
| Passifs financiers                                                  | 12                              |
| Impôts différés passifs                                             | 141                             |
| Fournisseurs et comptes rattachés                                   | 460                             |
| Dettes d'impôts courants                                            | 1                               |
| Autres créditeurs                                                   | 5 927                           |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                      | <b>8 345</b>                    |

Ce bilan du sous-Groupe Framatome est avant élimination des positions avec les sociétés du Groupe, les éliminations concernant principalement les postes clients et autres créditeurs.

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris concernent les actifs incorporels et correspondent aux éléments suivants :

- ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 554 millions d'euros dont :
  - 132 millions d'euros pour la marque Framatome, valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. La durée de vie de cette marque a été considérée comme étant indéfinie,
  - 156 millions d'euros pour les relations clients valorisées par la méthode des surprofits. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie des relations clients avait été valorisée en valeur réelle à 246 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la relation client de 402 millions d'euros. La durée de vie de ces relations clients a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée moyenne d'environ 11 ans,
  - 266 millions d'euros pour la technologie valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires : codes et méthodes, technologie

EPR, logiciels, produits, brevets et secrets de fabrication. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie de la technologie avait été valorisée en valeur réelle à 436 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la technologie de 702 millions d'euros. La durée de vie de cette technologie a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée moyenne de 15 à 20 ans ;

- impôts différés nets pour (131) millions d'euros.

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture (554 millions d'euros avant impôts).

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actifs et de passifs du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- taux de redevance pour la marque Framatome et la technologie ;
- taux de marge ;
- taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs ;
- taux d'attrition des contrats clients.

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

## 3.2.4.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération, selon la méthode du goodwill partiel sur la base d'une détention à 75,5 %, se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

|                                                             |              |
|-------------------------------------------------------------|--------------|
| Prix d'acquisition de la participation                      | 1 868        |
| <b>Contrepartie transférée au 31 décembre 2017 (A)</b>      | <b>1 868</b> |
| Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis             | 611          |
| <b>Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)</b> | <b>611</b>   |
| <b>GOODWILL PROVISoire (A)-(B)</b>                          | <b>1 257</b> |

Le prix d'acquisition retenu pour le calcul du goodwill provisoire correspond au prix provisoire ajusté versé lors de la finalisation de la transaction.

Le goodwill provisoire reconnu correspond notamment :

- aux relations clients préexistantes de Framatome avec le groupe EDF (voir note 3.2.2) ;
- aux relations clients (EDF et externes) et à la technologie futures de Framatome ;
- au capital humain de Framatome.

## 3.2.4.3 Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle

Les intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de Framatome pour 199 millions d'euros au 31 décembre 2017 sont composés par les actionnaires Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et d'Assystem à hauteur de 5 %. Ces actionnaires sont entrés au capital le 31 décembre 2017.

## 3.2.5 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

L'acquisition de Framatome n'a pas d'impact en 2017 sur le résultat net du Groupe compte tenu de la date d'acquisition (le 31 décembre 2017).

Le prix d'acquisition payé de 1 868 millions<sup>(1)</sup> d'euros conduit à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017 d'un montant équivalent, étant précisé que l'opération a été réalisée sur la base d'un endettement financier net apporté nul.

## 3.2.6 Effets de la prise de contrôle de Framatome sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2017

Le sous-groupe Framatome correspond à un nouveau périmètre construit pour les besoins et à la date de la transaction (voir note 3.2.3). Les données présentées ci-dessous correspondent donc à la meilleure estimation possible de la reconstitution, sur l'exercice 2017, des activités reprises lors de l'acquisition, tenant compte des flux réalisés avec le Groupe EDF.

Sur cette base, si l'acquisition avait eu lieu au 1<sup>er</sup> janvier 2017 et non au 31 décembre 2017, l'intégration globale de Framatome à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 (hors effets d'affectation du prix d'acquisition) aurait conduit à un accroissement du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation Groupe d'environ respectivement 1,7 milliard d'euros et 0,2 milliard d'euros.

Par ailleurs, Framatome prévoit une progression de son excédent brut d'exploitation en 2018 compte tenu d'une croissance de son chiffre d'affaires hors Groupe et d'une meilleure maîtrise de ses coûts (notamment coûts liés aux non-qualités et coûts corporate).

## 3.3 PRÉCISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015<sup>(2)</sup>, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts<sup>(3)</sup> estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençage des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TR) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement ;
- par ailleurs, le risque de report de la livraison (COD) est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TR pour EDF serait d'environ 8,2 %.

La société de projet NNB, dans le respect de ses règles de gouvernance, va étudier et mettre en place les recommandations de la revue.

Le management du projet est mobilisé sur l'objectif initial de livraison de la tranche 1 à fin 2025 et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

## 3.4 PLAN DE CESSIONS

## 3.4.1 Finalisation de la cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C2S), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de CTE, avec une participation de 50,1 % pour EDF, 29,9 % pour la Caisse des Dépôts et 20 % pour CNP Assurances.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Le nouveau pacte d'actionnaires renforce la stratégie d'investissement de long terme de RTE visant à optimiser le Réseau de Transport d'Électricité au service de la transition énergétique.

## Impacts sur les comptes consolidés

Cette transaction a un impact sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et

(1) Pour un prix d'acquisition à 100% de 2 475 millions d'euros.

(2) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro.

(3) Nets des plans d'actions.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros.

Pour rappel, la quote-part de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE destinée à la vente avait été reclassée, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est considérée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

#### 3.4.2 EDF finalise la cession des actifs d'EDF Polska à PGE

Le 13 novembre 2017, EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité)<sup>(1)</sup> à PGE Polska Grupa Energetyczna SA<sup>(2)</sup>.

La finalisation de l'opération fait suite à la levée de l'ensemble des approbations et autorisations réglementaires requises dans le cadre du contrat de vente signé entre EDF et PGE le 19 mai 2017.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation d'EDF Polska d'environ 6,1 milliards de zlotys pour 100 % du périmètre (soit près de 1,4 milliard d'euros)<sup>(3)</sup>. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur de 1,0 milliard d'euros.

Cette transaction n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'EDF Polska destinés à la vente avaient été reclassés, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

#### 3.4.3 Cession de 100 % d'EDF Démász Zrt.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSH ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász. La finalisation de l'opération fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

La transaction qui valorise les 100 % d'EDF dans EDF Démász à environ 400 millions d'euros, n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

#### 3.4.4 EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon

Suivant les accords contractuels signés avec JERA Trading Singapore (« JERA TS ») le 21 décembre 2016, EDF Trading a acquis en avril 2017 un tiers des parts de la nouvelle société de trading (« JERA Trading »), à qui elle a cédé plusieurs actifs en lien avec son activité de charbon sur l'année 2017, d'autres cessions devant intervenir ultérieurement.

À fin décembre 2017, l'opération n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

### 3.5 ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAI DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;

- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;

- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samourai Green et continue ainsi de participer activement au développement des Green Bonds comme outils de financement de la transition énergétique.

### 3.6 INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS

La contribution sur les revenus distribués, instaurée en 2012, impose les sociétés qui effectuent des distributions en numéraire à hauteur de 3 % des sommes distribuées.

À la suite de procédures contentieuses, le Conseil constitutionnel a jugé le 6 octobre dernier que cette contribution était inconstitutionnelle car elle portait atteinte aux principes d'égalité devant la loi et les charges publiques dans la mesure où elle créait des différences de traitement fiscal sur la seule base de l'origine (et la nature) du bénéfice distribué.

Le Groupe EDF avait déposé des réclamations pour 220 millions d'euros au titre des exercices 2013 à 2017 et a comptabilisé en 2017 un produit d'impôt sur les sociétés afférent pour 255 millions d'euros induisant 35 millions d'euros d'intérêts moratoires. Fin décembre 2017, le Groupe a reçu de l'État un remboursement partiel de ces réclamations à hauteur de 235 millions d'euros.

### 3.7 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2016

#### 3.7.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France<sup>(5)</sup>

En 2016, le Groupe a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, étaient réunies.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe avait un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui a été également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, le Groupe avait progressé avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4<sup>e</sup> visite décennale de ce palier (VD4, projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 étaient en effet, même s'il restait des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoignait la réponse au dossier d'orientation du réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indiquait son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agissait d'une étape importante du processus qui permettait d'engager une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

(1) Le périmètre concerné par cette transaction inclut la centrale de Rybnik, les centrales de cogénération au charbon de Cracovie, Czechica, Gdansk, Gdynia, Torun et Wroclaw ainsi que les centrales de cogénération au gaz de Zawladawie et Zielona Gora, représentant une capacité totale installée de 4,4 GWth et 1,4 GWe. Il inclut également les réseaux de chaleur de Czechica, Torun, Zawladawie et Zielona Gora. La centrale de Wroclaw, ainsi que les centrales et réseaux de chaleur de Czechica, Zawladawie et Zielona Gora sont détenues indirectement à 50 % + 1 action via la société Kopernik.

(2) PGE est détenue à 58 % par l'État polonais et est le principal producteur d'électricité du pays.

(3) Au 31 décembre 2016.

(4) Représentant 4,9 milliards de zlotys (environ 1,1 milliard d'euros), déduction faite des intérêts moratoires.

(5) Hors Fessenheim.



ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long terme dégradés.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

La meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW du Groupe est désormais de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sécurité après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1<sup>er</sup> janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Les impacts sur les états financiers consolidés de l'exercice 2016 ont été les suivants :

- au 1<sup>er</sup> janvier 2016 :
  - diminution de 2 044 millions d'euros des provisions liées à la production nucléaire du fait du décalage des échéanciers de décaissements dont 1 657 millions d'euros concernant les provisions soumises à couverture par des actifs dédiés,
  - diminution des actifs d'un même montant, conformément aux dispositions d'IFRIC 1. Cette baisse des actifs a été fiscalisée pour sa quasi-totalité ce qui a généré une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros ;
- sur le résultat 2016, les impacts ont été estimés par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans :
  - diminution des charges d'amortissements de 965 millions d'euros du fait de la baisse de la valeur des actifs et de l'allongement de la durée d'amortissement,
  - diminution des charges de désactualisation de 90 millions d'euros du fait de la baisse des provisions,
  - diminution des produits de 42 millions d'euros du fait de la baisse des reprises en résultat des contributions reçues sur centrales en participation ;
- soit au total une augmentation du résultat avant impôt de 1 013 millions d'euros, et du résultat net consolidé de 664 millions d'euros.

### 3.7.2 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord induit également un partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016.

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

Comme cela a été annoncé le 21 octobre 2015, la société de projet HPC et le département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé les conditions du contrat pour différence (CID) qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CID vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

#### Impacts sur les comptes consolidés 2016

Les contrats signés ont conduit notamment à la cession partielle par EDF de 33,5 % d'Hinkley Point C et de 20 % de Sizewell C à CGN. S'agissant de cessions d'intérêts ne donnant pas le contrôle, ces deux entités sont restées consolidées en intégration globale et l'opération a été sans effet résultat. Cette opération a eu un impact de (548) millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe et 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres – intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Ces montants comprennent la réaffectation aux intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, d'une partie du goodwill d'EDF Energy, qui pour l'essentiel a été reconnu lors de l'acquisition de British Energy en 2009.

Le montant encaissé en 2016 au titre de ces transactions était de 830 millions d'euros. Par ailleurs, CGN a participé à hauteur de sa quote-part dans les augmentations de capital réalisées postérieurement à cet accord dans les sociétés Hinkley Point C et Sizewell C pour un montant global de 469 millions d'euros.

6.

### 3.7.3 Émissions obligataires senior

Le 6 octobre 2016, EDF a levé l'équivalent de 5,4 milliards d'euros avec une série d'émissions obligataires senior en dollars américains, euros et francs suisses se décomposant comme suit :

- EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devises de 3 milliards d'euros sur 4 tranches :
  - obligation verte (Green Bond) de 1 750 millions d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 %,
  - obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 %,
  - obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 %,
  - obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 % ;
- le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur 2 obligations seniors auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taiwanais (« obligations Formosa ») :
  - obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 %,
  - obligation de 2 164 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### 3.7.4 Cession partielle de la créance CSPE

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) qu'il détient sur l'État à raison du déficit de compensation de la CSPE accumulé au 31 décembre 2015.

Cette créance a été cédée à un pool d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'Endettement Financier Net (EFN) (tel que défini en note 38.3) à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la part de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

### 3.7.5 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'Entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'Entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après arrêt du réacteur et fin d'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe Installation Nucléaire de Base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes consolidés

## NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES  
D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

## Tarifs bleus

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L.337-4, L.337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017, confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de + 1,7 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

Par ailleurs, lors de la préparation du mouvement tarifaire 2017, la CRE a fait procéder à un audit de l'affectation des coûts commerciaux d'EDF afin de vérifier l'application de la méthodologie garantissant que les TRV ne supportaient pas les coûts de développement des offres de marché proposées par EDF. Ce point a été confirmé publiquement dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition de mouvement tarifaire.

Les mouvements tarifaires de 2016 et 2017 font l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie.

CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays.

Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017. Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

## Commissionnement fournisseur

La CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 d'une décision du 26 octobre 2017, publiée au *Journal officiel* du 14 décembre 2017, relative à la rémunération à verser par Enedis aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique (« commissionnement fournisseurs »). Prenant acte des modifications apportées au Code de l'énergie par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, notamment en ce qui concerne la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a, dans une nouvelle délibération du 18 janvier 2018 dont la publication au *Journal officiel* devait intervenir dans les prochaines semaines, repris l'ensemble de sa délibération du 26 octobre dernier.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (environ 2€ par point de livraison), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître à l'issue d'une période de cinq ans.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit l'introduction d'une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

## Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 30 novembre 2017 sa consultation n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021. Cette consultation intègre à la fois les niveaux de rémunération et le cadre de régulation envisagés pour EDF SEI.

La délibération associée est attendue pour début 2018.

4.2 TARIFS D'UTILISATION  
DES RÉSEAUX PUBLICS  
D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

## TURPE 5 Transport et Distribution

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport et le TURPE 5 Distribution pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017.

■ Le TURPE 5 Transport intègre une hausse tarifaire de 6,76 % au 1<sup>er</sup> août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1<sup>er</sup> août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'ajustement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)<sup>(1)</sup>. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.

■ Le TURPE 5 Distribution intègre une hausse tarifaire de 2,71 % au 1<sup>er</sup> août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1<sup>er</sup> août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'ajustement du solde du CRCP. TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

## Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP)

Le CRCP est un outil extra-comptable en place depuis TURPE 2 qui permet de suivre les écarts entre les réalisations et les prévisions présidant à l'élaboration du tarif sur des postes de charges et de produits bien identifiés, et de prendre en compte les innovations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation innovative prévus par le tarif.

L'ajustement du CRCP s'opère à chaque évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août et conduit à un ajustement à la hausse (cas d'une dette vis-à-vis du tarif) ou à la baisse (cas d'une créance vis-à-vis du tarif) de l'évolution tarifaire annuelle.

Publications au *Journal officiel* et recours

Par décision du 12 janvier 2017, publiée au *Journal officiel* le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la

4.3 COMPENSATION DES CHARGES  
DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE  
(CSPE)

## Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser via deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2018 prévoit au titre des charges de l'année 2018 :

■ un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,2 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz pour

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes consolidés

l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 de plafonnements de taxe CSPE ;

- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors ENR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés via le Budget Général.

À noter, à partir de 2018, la disparition progressive des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), qui seront remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF SA mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges en 2018 au titre des délais de facturation du TPN 2017.

Le financement du mécanisme est en 2018, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'allocation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICQ) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces pourcentages de TICQ et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables – (précantité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins).

Le niveau de la CSPE est fixé au même niveau en 2018, qu'en 2017 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour sept niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat sont en 2018, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas en 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2017 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2017 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la vision de juillet 2016 pour 2017 et la vision de juillet 2017 pour 2017 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché.

#### Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2017 s'élève à 6 558 millions d'euros, en légère hausse par rapport à 2016, en raison de l'augmentation de la production éolienne et photovoltaïque.

Les montants encaissés pendant l'année 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 065 millions d'euros, en hausse par rapport à 2016.

Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de

compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit du 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily bancaire auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

À fin décembre 2017, l'État avait versé 881 millions d'euros sur les 904 millions d'euros dus au titre de 2017. Les 23 millions d'euros restants ont été versés le 2 janvier 2018.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 13 juillet 2017 la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016 (6 345 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 (6 698 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2018 (7 390 millions d'euros).

#### 4.4 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2017, deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 22,6 GW en décembre 2016 pour un prix de 10 €/kW (prix de référence marché pour l'année 2017) et 0,5 GW en avril 2017 pour un prix de 10,42 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans le mouvement tarifaire d'août 2017.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, de nouvelles sessions de marché ont eu lieu en novembre 2017 (10,96 GW échangés à un prix de 9,31 €/kW) et décembre 2017 (10,25 GW échangés à un prix de 9,38 €/kW), déterminant le prix de référence marché pour l'année 2018 à 9,34 €/kW.

En décembre 2017 s'est également tenue la première enchère de capacités relatives à l'année 2019, pour un volume de 1,22 GW à un prix de 13 €/kW.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

#### 4.5 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général.

Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes consolidés

En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

**4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIÈME PÉRIODE (2018-2020)**

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et publié au *Journal officiel* le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre

l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation d'assise.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

**4.7 ARENH**

Après une souscription significative au guichet de novembre/décembre 2016, confirmée au guichet de mai 2017, pour un total de livraison 2017 de l'ordre de 82 TWh, la souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'élève à 94,6 TWh. Les souscriptions au titre des pertes sur les réseaux ont fortement augmenté (0,7 TWh en 2017, contre 9,2 TWh en 2016) du fait d'une évolution récente des règles. Le volume de 85,4 TWh demandé par les fournisseurs alternatifs est en hausse d'environ 4 TWh sur 2017.

Ce volume de souscription résulte des prix en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH induit une livraison de garantie de capacités.

**6.****NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION**

Les principales évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2017 sont présentées en note 3 (Framatome, cession partielle de CTE et cessions des activités d'EDF Polska, de Demasz Zrt et de Jera) et dans la note ci-dessous.

**5.1 PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ FUTUREN**

En juin et juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis 87,5 % du capital (soit 240 855 625 actions) et 87,2 % des droits de vote de la société Futuren, ainsi que 62,7 % des obligations OCEANE encours en circulation (soit 105 601 OCEANE). Ces acquisitions se sont effectuées, conformément à l'accord conclu le 10 mai 2017 avec les actionnaires majoritaires de la société et à une Offre Publique d'Achat Simplifiée au prix de 1,15 € par action ordinaire et 9,37 € par OCEANE (coupon détaché).

Le groupe Futuren est spécialisé dans l'éolien terrestre. Il est présent dans quatre pays avec 389 MW bruts éolien en exploitation (France, Allemagne, Italie et Maroc), 21 MW en construction (France), 212 MW en développement (France) et 357 MW en gestion d'actifs (Allemagne).

Le groupe Futuren a communiqué dans ses comptes consolidés du 30 juin 2017 un EBITDA semestriel de 17 millions d'euros et des capitaux propres de 180 millions d'euros.

Depuis le 30 juin 2017, le groupe Futuren est consolidé en intégration globale.

**5.2 GROUPE DALKIA : CESSIION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR 1,2 ET 3**

Le fonds Amundi Transition Énergétique (ATE) (via sa filiale Edulis Finance), société commune entre EDF et Amundi, a pris une participation dans le capital de la société Cogestar 3 le 22 décembre 2017 correspondant à 70 % des parts en capital pour 15 millions d'euros. Dalkia, conserve 30 % du capital et demeure le prestataire exclusif de Cogestar 3 pour toute la durée de vie des actifs de cogénération détenus par ces dernières.

L'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance de Cogestar 3 confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. La cession des titres à ATE, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est sans impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

L'opération inclut une émission obligataire (exclusivement des obligations convertibles en actions) par Cogestar 3 pour un montant de 48 millions d'euros souscrite par ATE. Les obligations convertibles sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 (voir note 27.4).

Cette opération est présentée dans les flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

En 2016, ATE, via sa filiale Edulis Finance, avait pris une participation de 70 % dans le capital des entités Cogestar 1&2 pour un montant de 53 millions d'euros. Cette opération comportait également l'émission d'obligations convertibles en actions pour 86 millions d'euros souscrites par ATE.



## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### NOTE 6 INFORMATIONS SECTORIELLES

#### 6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif.

Suite à l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), le Groupe a créé un nouveau secteur « Réacteurs et Services (Framatome) ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

■ « France – Activités de production et commercialisation » ;

■ « France – Activités régulées » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'électricité de Strasbourg ;

■ « Réacteurs et Services (Framatome) » du fait de son acquisition au 31 décembre 2017, les éléments de bilan du sous-groupe Framatome sont intégrés dans ce secteur ;

■ « Royaume-Uni » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;

■ « Italie » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;

■ « Autre international » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;

■ « Autres métiers » qui comprend en particulier EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

#### 6.1.1 Au 31 décembre 2017

| (en millions d'euros)                                                             | France –<br>Activités de<br>production et<br>commercialisation | France –<br>Activités<br>régulées | Réacteurs<br>et Services<br>(Framatome) | Royaume-<br>Uni | Italie       | Autre<br>international | Autres<br>métiers | Éliminations<br>intersecteurs | Total          |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------|-----------------|--------------|------------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|
| <b>Compte de résultat :</b>                                                       |                                                                |                                   |                                         |                 |              |                        |                   |                               |                |
| Chiffre d'affaires externe                                                        | 34 533                                                         | 5 732                             | -                                       | 8 681           | 9 918        | 4 649                  | 6 119             | -                             | 69 632         |
| Chiffre d'affaires intersecteur                                                   | 1 073                                                          | 10 164                            | -                                       | 7               | 22           | 173                    | 1 694             | (13 133)                      | -              |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>                                                         | <b>35 606</b>                                                  | <b>15 896</b>                     | <b>-</b>                                | <b>8 688</b>    | <b>9 940</b> | <b>4 822</b>           | <b>7 813</b>      | <b>(13 133)</b>               | <b>69 632</b>  |
| <b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>                                               | <b>4 876</b>                                                   | <b>4 898</b>                      | <b>-</b>                                | <b>1 035</b>    | <b>910</b>   | <b>457</b>             | <b>1 566</b>      | <b>-</b>                      | <b>13 742</b>  |
| <b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>                                                    | <b>3 039</b>                                                   | <b>2 035</b>                      | <b>-</b>                                | <b>(296)</b>    | <b>(96)</b>  | <b>314</b>             | <b>641</b>        | <b>-</b>                      | <b>5 637</b>   |
| <b>Bilan :</b>                                                                    |                                                                |                                   |                                         |                 |              |                        |                   |                               |                |
| Goodwill                                                                          | -                                                              | 223                               | 1 257                                   | 7 586           | 18           | 15                     | 937               | -                             | 10 036         |
| Immobilisations incorporelles et corporelles                                      | 50 344                                                         | 59 008                            | 2 336                                   | 14 074          | 6 396        | 2 155                  | 12 550            | -                             | 146 863        |
| Participations dans les entreprises associées et les coentreprises <sup>(1)</sup> | 1 990                                                          | -                                 | 92                                      | 114             | 67           | 3 812                  | 1 174             | -                             | 7 249          |
| Autres actifs sectoriels <sup>(2)</sup>                                           | 28 909                                                         | 3 904                             | 1 694                                   | 4 306           | 2 405        | 628                    | 7 433             | -                             | 49 279         |
| Actifs détenus en vue de la vente                                                 | -                                                              | -                                 | -                                       | -               | -            | -                      | -                 | -                             | -              |
| Autres actifs non affectés                                                        | -                                                              | -                                 | -                                       | -               | -            | -                      | -                 | -                             | 67 325         |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                                                | <b>81 243</b>                                                  | <b>63 135</b>                     | <b>5 379</b>                            | <b>26 080</b>   | <b>8 886</b> | <b>6 610</b>           | <b>22 094</b>     | <b>-</b>                      | <b>280 752</b> |
| <b>Autres informations :</b>                                                      |                                                                |                                   |                                         |                 |              |                        |                   |                               |                |
| Dotations aux amortissements                                                      | (3 128)                                                        | (2 797)                           | -                                       | (1 097)         | (603)        | (246)                  | (666)             | -                             | (8 537)        |
| Pertes de valeur                                                                  | (73)                                                           | -                                 | -                                       | (246)           | (150)        | (19)                   | (30)              | -                             | (518)          |
| Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle               | -                                                              | 39                                | 209                                     | 5 109           | 370          | 407                    | 1 208             | -                             | 7 342          |
| Investissements corporels et incorporels                                          | 5 831                                                          | 4 003                             | -                                       | 2 408           | 457          | 325                    | 1 723             | -                             | 14 747         |

(1) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) désormais rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 147 millions d'euros.

**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes consolidés

**6.1.2 Au 31 décembre 2016**

| (en millions d'euros)                                                                   | France –<br>Activités de<br>production<br>et commer-<br>cialisation | France –<br>Activités<br>régulées | Royaume-<br>Uni | Italie        | Autre<br>international | Autres<br>métiers | Éliminations<br>intersecteurs | Total          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------|---------------|------------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|
| <b>Compte de résultat :</b>                                                             |                                                                     |                                   |                 |               |                        |                   |                               |                |
| Chiffre d'affaires externe                                                              | 34 137                                                              | 5 387                             | 9 266           | 11 105        | 5 138                  | 6 170             | -                             | 71 203         |
| Chiffre d'affaires<br>intersecteur                                                      | 1 054                                                               | 10 341                            | 1               | 20            | 148                    | 1 564             | (13 128)                      | -              |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>                                                               | <b>35 191</b>                                                       | <b>15 728</b>                     | <b>9 267</b>    | <b>11 125</b> | <b>5 286</b>           | <b>7 734</b>      | <b>(13 128)</b>               | <b>71 203</b>  |
| <b>EXCÉDENT BRUT<br/>D'EXPLOITATION</b>                                                 | <b>6 156</b>                                                        | <b>5 102</b>                      | <b>1 713</b>    | <b>641</b>    | <b>711</b>             | <b>2 091</b>      | <b>-</b>                      | <b>16 414</b>  |
| <b>RÉSULTAT<br/>D'EXPLOITATION</b>                                                      | <b>3 265</b>                                                        | <b>2 395</b>                      | <b>486</b>      | <b>(255)</b>  | <b>213</b>             | <b>1 410</b>      | <b>-</b>                      | <b>7 514</b>   |
| <b>Bilan :</b>                                                                          |                                                                     |                                   |                 |               |                        |                   |                               |                |
| Goodwill                                                                                | -                                                                   | 223                               | 7 818           | 2             | 13                     | 867               | -                             | 8 923          |
| Immobilisations<br>incorporelles et corporelles                                         | 47 136                                                              | 57 305                            | 13 353          | 6 887         | 2 242                  | 11 780            | -                             | 138 703        |
| Participations dans les<br>entreprises associées<br>et les coentreprises <sup>(1)</sup> | 355                                                                 | 2 558                             | 59              | 104           | 4 587                  | 982               | -                             | 8 645          |
| Autres actifs sectoriels <sup>(2)</sup>                                                 | 30 098                                                              | 4 281                             | 4 386           | 2 696         | 738                    | 8 118             | -                             | 50 317         |
| Actifs détenus en vue<br>de la vente                                                    | -                                                                   | 2 623                             | -               | -             | 2 115                  | 482               | -                             | 5 220          |
| Autres actifs non affectés                                                              | -                                                                   | -                                 | -               | -             | -                      | -                 | -                             | 69 833         |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                                                      | <b>77 589</b>                                                       | <b>66 990</b>                     | <b>25 616</b>   | <b>9 689</b>  | <b>9 695</b>           | <b>22 229</b>     | <b>-</b>                      | <b>281 641</b> |
| <b>Autres informations :</b>                                                            |                                                                     |                                   |                 |               |                        |                   |                               |                |
| Dotations aux<br>amortissements                                                         | (2 681)                                                             | (2 674)                           | (1 069)         | (558)         | (378)                  | (606)             | -                             | (7 966)        |
| Pertes de valeur                                                                        | (65)                                                                | -                                 | (81)            | (159)         | (194)                  | (140)             | -                             | (639)          |
| Intérêts attribuables aux<br>participations ne donnant<br>pas le contrôle               | -                                                                   | 38                                | 4 782           | 400           | 641                    | 1 063             | -                             | 6 924          |
| Investissements corporels<br>et incorporels                                             | 5 752                                                               | 3 779                             | 1 911           | 436           | 497                    | 2 022             | -                             | 14 397         |

(1) Au 31 décembre 2016, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulières.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulières pour 1 647 millions d'euros.

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

### 6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

■ « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;

■ « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;

■ « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

| (en millions d'euros)                  | Production –<br>Commercialisation | Distribution  | Autres       | Total         |
|----------------------------------------|-----------------------------------|---------------|--------------|---------------|
| <b>2017 :</b>                          |                                   |               |              |               |
| Chiffre d'affaires externe :           |                                   |               |              |               |
| ■ dont France <sup>(1)</sup>           | 24 832                            | 15 352        | 80           | 40 264        |
| ■ dont International et autres métiers | 24 201                            | -             | 5 167        | 29 368        |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>              | <b>49 033</b>                     | <b>15 352</b> | <b>5 247</b> | <b>69 632</b> |
| <b>2016 :</b>                          |                                   |               |              |               |
| Chiffre d'affaires externe :           |                                   |               |              |               |
| ■ dont France <sup>(1)</sup>           | 24 247                            | 15 202        | 75           | 39 524        |
| ■ dont International et autres métiers | 26 652                            | 145           | 4 882        | 31 679        |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>              | <b>50 899</b>                     | <b>15 347</b> | <b>4 957</b> | <b>71 203</b> |

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).



**ÉTATS FINANCIERS**  
Compte de résultat**COMPTE DE RÉSULTAT****NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES**

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                            | 2017          | 2016          |
|--------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie | 66 835        | 68 128        |
| Autres ventes de biens et de services            | 2 193         | 2 051         |
| Trading                                          | 604           | 1 024         |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>                        | <b>69 632</b> | <b>71 203</b> |

Retraité des effets de change et périmètre, l'évolution du chiffre d'affaires observée sur l'exercice 2017 (- 1,0 %) s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires en Italie, partiellement compensée par la hausse du chiffre d'affaires en France.

En Italie, le chiffre d'affaires est en décroissance en raison de la baisse des volumes électricité et gaz, notamment sur les marchés de gros, sans impact significatif sur la marge.

En France, les Activités de production et commercialisation présentent une hausse du chiffre d'affaires sur l'exercice 2017, qui est liée aux fortes souscriptions ARENH en 2017 (82,1 TWh) alors que les souscriptions étaient nulles en 2016. Cette augmentation est partiellement compensée par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1<sup>er</sup> août 2014 au 31 juillet 2015, enregistrées en 2016, de 1 030 millions d'euros sans équivalent en 2017.

**6.****NOTE 8 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE**

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                                                                        | 2017            | 2016            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Achats consommés de combustible – production d'énergie                                       | (12 473)        | (12 639)        |
| Achats d'énergie                                                                             | (16 723)        | (14 805)        |
| Charges de transport et d'acheminement                                                       | (8 968)         | (9 017)         |
| Résultat lié à la comptabilité de couverture                                                 | 80              | (110)           |
| (Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie | 443             | 521             |
| <b>ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>                                                    | <b>(37 641)</b> | <b>(36 050)</b> |

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par le sourcing des souscriptions ARENH en France dans un contexte de baisse de la production nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par une diminution des achats en Italie en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires.

**NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES**

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                                                   | 2017           | 2016           |
|-------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Services extérieurs                                                     | (11 678)       | (11 177)       |
| Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)        | (2 706)        | (2 486)        |
| Production stockée et immobilisée                                       | 5 485          | 4 728          |
| (Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes | 160            | 33             |
| <b>AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b>                                    | <b>(8 739)</b> | <b>(8 902)</b> |

Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes sont en diminution de l'ordre de - 3,1 % par rapport à 2016, principalement sur le secteur opérationnel France – Activités de production et commercialisation.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

##### 10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                            | 2017            | 2016            |
|--------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Rémunérations                                    | (7 790)         | (7 860)         |
| Charges de sécurité sociale                      | (1 844)         | (1 885)         |
| Intéressement et participation                   | (223)           | (218)           |
| Autres contributions liées au personnel          | (383)           | (366)           |
| Autres charges liées aux avantages à court terme | (212)           | (242)           |
| <b>Avantages à court terme</b>                   | <b>(10 452)</b> | <b>(10 571)</b> |
| Charges liées aux régimes à cotisations définies | (938)           | (939)           |
| Charges liées aux régimes à prestations définies | (994)           | (839)           |
| <b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>          | <b>(1 932)</b>  | <b>(1 778)</b>  |
| Autres avantages à long terme                    | (83)            | (190)           |
| Indemnités de fin de contrat                     | 11              | (4)             |
| <b>Autres charges de personnel</b>               | <b>(72)</b>     | <b>(194)</b>    |
| <b>CHARGES DE PERSONNEL</b>                      | <b>(12 456)</b> | <b>(12 543)</b> |

##### 10.2 EFFECTIFS MOYENS

|                         | 2017           | 2016           |
|-------------------------|----------------|----------------|
| Statut IEG              | 100 185        | 103 275        |
| Autres                  | 50 888         | 51 533         |
| <b>EFFECTIFS MOYENS</b> | <b>151 073</b> | <b>154 808</b> |

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus n'intègrent pas l'effet de l'acquisition de Framatome, compte tenu de sa date d'acquisition (31 décembre 2017).

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociales – Ressources humaines », partie 3.7.3.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

#### NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)             | 2017           | 2016           |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| Impôts et taxes sur rémunérations | (267)          | (265)          |
| Impôts et taxes liés à l'énergie  | (1 518)        | (1 566)        |
| Autres impôts et taxes            | (1 756)        | (1 825)        |
| <b>IMPÔTS ET TAXES</b>            | <b>(3 541)</b> | <b>(3 656)</b> |

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 12 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                  | Notes | 2017         | 2016         |
|------------------------------------------------------------------------|-------|--------------|--------------|
| Subventions d'exploitation                                             | 12.1  | 6 823        | 6 765        |
| Résultat de déconsolidation                                            | 12.2  | 214          | 290          |
| Résultat de cession d'immobilisations                                  | 12.2  | 57           | 108          |
| Dotations nettes aux provisions sur actifs courants                    |       | 42           | (17)         |
| Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation |       | 137          | 41           |
| Autres produits et charges                                             | 12.3  | (786)        | (825)        |
| <b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>                        |       | <b>6 487</b> | <b>6 362</b> |

## 12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSFE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 547 millions d'euros en 2017 (6 510 millions d'euros en 2016).

## 12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges sont stables par rapport à 2016. Ils comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice.

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION  
ET DE CESSIONS  
D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2017 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 180 millions d'euros (357 millions d'euros en 2016) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et en Italie pour 307 millions d'euros (230 millions d'euros en France en 2016).

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

### NOTE 13 PERTES DE VALEUR/REPRISES

#### 13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATEGORIES D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                 | Notes    | 2017         | 2016         |
|-----------------------------------------------------------------------|----------|--------------|--------------|
| Pertes de valeur sur goodwill                                         | 18       | -            | -            |
| Pertes de valeur sur autres actifs incorporels                        | 19       | (16)         | (159)        |
| Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés | 21-22-46 | (502)        | (480)        |
| <b>Pertes de valeur nettes des reprises</b>                           |          | <b>(518)</b> | <b>(639)</b> |

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2016 s'élevaient à (639) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (269) millions d'euros (principalement en Pologne, ainsi qu'au Royaume-Uni et en France) ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison et des actifs hydrauliques pour (160) millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (notamment une usine biogaz aux États-Unis) pour (127) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (83) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (481) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2017 s'élèvent à (518) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

#### 13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2017, ainsi que certaines hypothèses-dés retenues.

Comme indiqué en note 3.2, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome en date du 31 décembre 2017. Les actifs acquis, notamment goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017.

#### PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

| Secteur opérationnel                                                                              | Unité Génératrice de Trésorerie ou actif | Valeur nette comptable<br>(en millions d'euros) | CMPC après impôt | Taux de croissance à l'infini | Pertes de valeur 2017<br>(en millions d'euros) |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------------------------------------|
| Royaume-Uni                                                                                       | Goodwill EDF Energy                      | 7 586                                           | 6,3 %            | -                             | -                                              |
| Italie                                                                                            | Marque Edison                            | 945                                             | 6,4 % - 9,1 %    | 2,0 %                         | -                                              |
|                                                                                                   | Goodwill Dalkia                          | 536                                             | 4,6 %            | 1,5 %                         | -                                              |
| Autres métiers                                                                                    | Marque Dalkia                            | 130                                             | 5,1 %            | 1,5 %                         | -                                              |
|                                                                                                   | Actifs spécifiques – France              | -                                               | -                | -                             | (16)                                           |
| <b>PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE</b> |                                          |                                                 |                  |                               | <b>(16)</b>                                    |

#### PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

| Secteur opérationnel                                        | Unité Génératrice de Trésorerie ou actif | Indices de perte de valeur                                      | CMPC après impôt | Pertes de valeur 2017<br>(en millions d'euros) |
|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------|------------------------------------------------|
|                                                             | Centrales charbon                        | Baisse des clean dark spread et décision de fermeture anticipée |                  |                                                |
|                                                             | Stockages gaz                            | Niveaux de volatilité des prix durablement bas                  |                  |                                                |
| Royaume-Uni                                                 | Actif immobilier                         |                                                                 | 6,0 % - 6,3 %    | (246)                                          |
| Italie                                                      | Actifs E&P d'Edison                      | Baisse de la parité euro-dollar                                 | 4,8 % - 10,3 %   | (150)                                          |
| Autres métiers                                              | UGT d'EDF Énergies Nouvelles             |                                                                 | 3,8 % - 13,0 %   | (29)                                           |
| France – Actifs spécifiques                                 | Actifs immobiliers                       |                                                                 |                  | (57)                                           |
|                                                             | Projets hydrauliques                     |                                                                 |                  | (20)                                           |
| Autres pertes de valeur                                     |                                          |                                                                 |                  |                                                |
| PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS |                                          |                                                                 |                  | (502)                                          |



**ÉTATS FINANCIERS**  
**Compte de résultat****Hypothèses générales**

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement en baisse par rapport au 31 décembre 2016 (baisse plus ou moins marquée selon les pays, de l'ordre de 10 à 20 points de base). Sur les pays couverts de la zone euro (en particulier France et Belgique), la légère diminution du CMPC s'inscrit notamment dans la tendance baissière des taux sans risque ces dernières années. Pour les autres pays de la zone euro (notamment l'Italie), la baisse plus marquée du CMPC reflète l'évolution positive du risque pays. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation dont les principaux résultats sont détaillés ci-dessous.

L'environnement de marché en 2017 reste dégradé et volatil, dans le prolongement des conditions observées depuis 2015. La faiblesse des prix de marché de l'électricité et des matières premières, ainsi que du CO<sub>2</sub>, pèse sur la rentabilité des actifs de production traditionnels (essentiellement thermiques) et l'introduction récente des mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, ne permet pas à ce stade de rétablir une rémunération suffisante pour ces moyens de production.

Toutefois, sur l'horizon de marché, les prix forward sont en légère amélioration par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

Sur l'horizon moyen et long terme, la vision des fondamentaux est relativement stable par rapport à l'an dernier. La trajectoire des prix des combustibles et de l'électricité retenue dans le cadre des tests de dépréciation ressort légèrement en deçà de celle retenue l'an dernier, excepté au Royaume-Uni où les trajectoires de prix exprimées en livres sterling sont légèrement supérieures à celles retenues l'an dernier.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable et en conséquence, des résultats des tests de dépréciation, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme.

À fin 2017, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des derniers exercices ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

**Royaume-Uni – EDF Energy****Actifs thermiques et de stockage gaz**

Pour rappel, (1 096) millions d'euros de dépréciations avaient été comptabilisées en 2015 au titre des actifs thermiques d'EDF Energy (principalement centrales à charbon et stockages gaz, dans une moindre mesure CCGT) traduisant la faiblesse des niveaux de spread, de volatilité et des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (44) millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, la persistance d'un environnement de marché dégradé pour les centrales charbon (baisse des clean dark spread et résultats des enchères de capacité en deçà des attentes) et pour les stockages gaz (niveaux de volatilité durablement bas) a conduit le Groupe à revoir la stratégie associée à ces actifs conduisant à des décisions de fermeture anticipée, de cession ou de mise sous cocon. Ainsi, les durées d'exploitation des centrales charbon de Cottam et West Burton A ont été réappréciées et fixées à 2019 et 2021, respectivement, en cohérence avec les résultats des dernières enchères de capacité. Les changements d'hypothèses relatifs à l'utilisation par le Groupe de ces actifs conduisent à déprécier intégralement leur valeur comptable résiduelle à fin 2017, soit (188) millions d'euros.

La mise à jour du test de dépréciation de la centrale CCGT de West Burton B conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Étant considéré à ce stade que le résultat du test ne traduit pas nécessairement une amélioration pérenne des perspectives de rentabilité de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle de la dépréciation qui avait été enregistrée en 2015 sur cet actif pour un montant de (216) millions d'euros.

Une variation de 5 % des clean spark spread aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B, sans remise en cause d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

**Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C)**

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (7 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de type REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy est en amélioration par rapport à 2016, en lien avec les trajectoires de prix long terme légèrement plus favorables, et significativement supérieure à la valeur comptable des actifs. Les sensibilités menées sur la courbe de prix de référence ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, issu du test de dépréciation.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au Contract for Difference (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Le test tient compte de la revue des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) et intègre donc désormais un coût à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) de 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts (nets des plans d'actions) estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençement des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement. Sur ces bases révisées, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2017.

La revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (COD) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse un TRI pour EDF d'environ 8,2 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités plus dégradées ont également été conduites à titre illustratif, avec par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling par rapport au nouveau business plan de référence, ne remettant pas en cause la valeur comptable d'EDF Energy.

D'autre part, d'autres actifs dont un actif immobilier ont été dépréciés pour 58 millions d'euros.

Par ailleurs, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO<sub>2</sub> et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

**Italie – Edison**

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

Pour rappel, des pertes de valeur d'un montant de (1 419) millions d'euros avaient été constatées en 2015 au titre des actifs de production d'électricité (thermiques et renouvelables) et d'exploration-production d'Edison. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (160) millions d'euros, sur des actifs d'exploration-production et sur des actifs hydrauliques.

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de la majorité des actifs est stable ou en légère amélioration du fait d'un environnement de marché court terme légèrement plus favorable, associé à une maîtrise des trajectoires de coûts et d'investissements. Des risques additionnels d'un montant de (150) millions d'euros ont toutefois été mis en évidence en 2017 sur certains champs d'exploration-production sous l'effet notamment d'une dégradation de paramètres macroéconomiques (taux de change euro dollars, prime de risque pays). À titre d'information, une variation de 1 % du taux de change euro/dollar a un impact d'environ 10 millions d'euros sur la valeur recouvrable exprimée en euros des actifs d'exploration-production dont les flux de trésorerie sont générés en dollars.

Par ailleurs, dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation, les tests de sensibilité donnent les indications suivantes :

- pour les actifs de production d'électricité, une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC entraînerait un risque maximal d'environ (30) millions d'euros, soit moins de 2 % de la valeur comptable de ces actifs ;
- s'agissant des actifs d'exploration-production, une baisse des prix des commodités de 5 % introduirait un risque additionnel de l'ordre de (30) millions d'euros.

### Autres métiers

#### EDF Énergies Nouvelles

En 2017, (29) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (concernant principalement une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis).

#### Dalkia

Au 31 décembre 2017, le goodwill de Dalkia ressort à 536 millions d'euros ; il résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. D'après les hypothèses actualisées en 2017, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres-clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise en contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2017 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

### France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est néanmoins réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1<sup>er</sup> janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 %. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros<sub>MWh</sub> du kilowatt est prise en compte, en ligne avec le prix établi à l'occasion des dernières enchères du mécanisme de capacité français organisées sur EPEX Spot.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France, conforté par la légère hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies.

Les hypothèses structurantes du test sont notamment la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à moyen et long terme, le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements ainsi que l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chaque une de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

### France – Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (73) millions d'euros de dépréciations au titre d'actifs spécifiques, notamment au titre de certains actifs immobiliers et à des projets hydrauliques.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2017 à hauteur de (618) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 14 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 363 millions d'euros sur l'exercice 2017 et comprennent principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE (voir note 3.4.1).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2016 intégraient principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable

d'un litige avec l'État hongrois. Ce versement était consécutif à l'arbitrage rendu par la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye suite à des demandes d'indemnisation pour la perte des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) et de remboursement des coûts échoués.

## NOTE 15 RÉSULTAT FINANCIER

## 15.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                                                                                  | 2017           | 2016           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Charges d'intérêts sur opérations de financement                                                       | (1 869)        | (1 907)        |
| Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes                             | 37             | (11)           |
| Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie | 31             | 122            |
| Résultat net de change sur endettement                                                                 | 23             | (31)           |
| <b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>                                                            | <b>(1 778)</b> | <b>(1 827)</b> |

6.

## 15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Cette charge d'actualisation est en baisse en lien avec la baisse de taux d'actualisation réel (voir note 29.1.5.1)

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

| (en millions d'euros)                                                                    | 2017           | 2016           |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme          | (884)          | (1 048)        |
| Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers coûts <sup>(1)</sup> | (1 968)        | (2 278)        |
| Autres provisions et avances                                                             | (107)          | (91)           |
| <b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>                                                          | <b>(2 959)</b> | <b>(3 417)</b> |

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

## 15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                                                                                           | 2017         | 2016         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie                                                            | 21           | 20           |
| Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente                                                 | 1 395        | 775          |
| Produits (charges) sur autres actifs financiers                                                                 | 295          | 398          |
| Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat | (102)        | (46)         |
| Autres charges financières                                                                                      | (52)         | (263)        |
| Résultat de change sur éléments financiers hors dettes                                                          | (41)         | 43           |
| Produits sur les actifs de couverture                                                                           | 470          | 547          |
| Intérêts d'emprunts capitalisés                                                                                 | 515          | 437          |
| <b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>                                                                    | <b>2 501</b> | <b>1 911</b> |

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2017, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).



## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 16 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

##### 16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

| (en millions d'euros) | 2017         | 2016           |
|-----------------------|--------------|----------------|
| Impôts courants       | 42           | (1 886)        |
| Impôts différés       | (189)        | 498            |
| <b>TOTAL</b>          | <b>(147)</b> | <b>(1 388)</b> |

En 2017, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour 362 millions d'euros et des autres filiales pour (320) millions d'euros (respectivement (1 458) millions d'euros et (428) millions d'euros en 2016).

Suite à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués, le Groupe a enregistré un produit d'impôt de 255 millions d'euros (voir note 3.6).

En France, la première loi de finances pour 2017 a créé deux contributions exceptionnelles additionnelles à l'impôt sur les sociétés ne s'appliquant qu'aux

résultats de 2017. Ces contributions cumulatives visent les grandes sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 1 milliard d'euros pour la première et 3 milliards d'euros pour la seconde. Le groupe EDF est concerné par ces deux contributions, portant ainsi le taux d'impôt sur les sociétés pour l'exercice 2017 à 44,43 % (y compris la contribution sociale de 3,3 %). L'augmentation de la charge d'impôt sur les sociétés, afférente à ces contributions est d'environ 69 millions d'euros.

##### 16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

| (en millions d'euros)                                      | 2017           | 2016           |
|------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| <b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt</b>         | <b>3 401</b>   | <b>4 181</b>   |
| Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère | 34,43 %        | 34,43 %        |
| <b>Charge théorique d'impôt</b>                            | <b>(1 171)</b> | <b>(1 440)</b> |
| Différences de taux d'imposition <sup>(1)</sup>            | 51             | 119            |
| Différences permanentes <sup>(2)</sup>                     | 476            | (163)          |
| Impôts sans base <sup>(3)</sup>                            | 478            | 286            |
| Actifs d'impôts différés non reconnus                      | 20             | (189)          |
| Autres                                                     | (1)            | (1)            |
| <b>CHARGE RÉELLE D'IMPÔT</b>                               | <b>(147)</b>   | <b>(1 388)</b> |
| <b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>                               | <b>4,32 %</b>  | <b>33,20 %</b> |

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

■ pour 2017 :

<sup>(1)</sup> les impacts positifs des baisses des taux d'imposition en Belgique de 33,99 % à 25 % en 2020 et aux États-Unis de 40 % à 27 %, s'élevant respectivement à 38 millions et 46 millions d'euros,

<sup>(2)</sup> l'impact favorable des cessions de participations (principalement l'opération CTE/RTT – voir note 3.4.1) et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 389 millions d'euros,

<sup>(3)</sup> l'impact favorable de la réclamation sur la contribution de 3 % sur les revenus distribués pour 255 millions d'euros (produit non imposable) ainsi que l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros ;

■ pour 2016 :

<sup>(1)</sup> les impacts positifs des baisses des taux d'imposition à compter de 2020 en France de 34,43 % à 28,92 % et au Royaume-Uni de 18 % à 17 %, s'élevant respectivement à 69 millions d'euros et 68 millions d'euros,

<sup>(2)</sup> l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 200 millions d'euros.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## 16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

| (en millions d'euros)                                 | 2017           | 2016           |
|-------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Impôts différés actifs                                | 1 641          | 2 713          |
| Impôts différés passifs                               | (2 272)        | (4 122)        |
| <b>Impôts différés nets au 1<sup>er</sup> janvier</b> | <b>(631)</b>   | <b>(1 409)</b> |
| Variation en résultat net                             | (189)          | 498            |
| Variation en capitaux propres                         | (437)          | 33             |
| Écarts de conversion                                  | 61             | 185            |
| Mouvements de périmètre                               | 22             | 60             |
| Autres mouvements                                     | 32             | 2              |
| <b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE</b>            | <b>(1 142)</b> | <b>(631)</b>   |
| Dont impôts différés actifs                           | 1 220          | 1 641          |
| Dont impôts différés passifs                          | (2 362)        | (2 272)        |

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2017 est liée à hauteur de (349) millions d'euros aux écarts actuels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((191) millions d'euros sur

l'exercice 2016) et pour (294) millions d'euros aux juste valeurs des instruments financiers et actifs financiers disponibles à la vente (224 millions d'euros sur l'exercice 2016).

## 16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

| (en millions d'euros)                                 | 31/12/2017     | 31/12/2016   |
|-------------------------------------------------------|----------------|--------------|
| <b>Impôts différés :</b>                              |                |              |
| Immobilisations                                       | (5 419)        | (5 344)      |
| Provisions pour avantages du personnel                | 5 203          | 6 051        |
| Autres provisions et pertes de valeur                 | 378            | 377          |
| Instruments financiers                                | 163            | 232          |
| Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés | 1 289          | 1 279        |
| Autres                                                | 132            | 48           |
| <b>Impôts différés actifs et passifs</b>              | <b>1 746</b>   | <b>2 643</b> |
| Impôts différés actifs non reconnus                   | (2 888)        | (3 274)      |
| <b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>                           | <b>(1 142)</b> | <b>(631)</b> |

Au 31 décembre 2017, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 888 millions d'euros (3 274 millions d'euros au 31 décembre 2016) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 043 millions d'euros (2 385 millions d'euros au 31 décembre 2016) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle s'élève à 499 millions d'euros (734 millions d'euros en 2016) et correspond principalement à des pertes, dont l'expiration se situe entre 2029 et 2036.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables actifs sont de 497 millions d'euros (438 millions d'euros en 2016) et se situent principalement aux États-Unis pour 199 millions d'euros (135 millions d'euros en 2016) et en France pour 51 millions d'euros (111 millions d'euros en 2016), ainsi qu'au Canada et en Italie. Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, compte tenu des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 17 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                          | 2017                 | 2016                 |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                         | 3 173                | 2 851                |
| Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée                       | (565)                | (582)                |
| Effet des instruments dilutifs                                                 | -                    | -                    |
| <b>Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action</b>              | <b>2 608</b>         | <b>2 269</b>         |
| <b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice</b> | <b>2 660 243 412</b> | <b>1 980 632 028</b> |
| <b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice</b>    | <b>2 660 243 412</b> | <b>1 980 632 028</b> |
| Résultats par action (en euros) :                                              |                      |                      |
| <b>RÉSULTAT PAR ACTION</b>                                                     | <b>0,98</b>          | <b>1,15</b>          |
| <b>RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION</b>                                               | <b>0,98</b>          | <b>1,15</b>          |

En 2017, l'augmentation du capital social de EDF, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2016 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 se sont traduits par une augmentation de capital et de la prime

d'émission d'un montant total de 5 427 millions d'euros correspondant à l'émission de 818 302 121 actions.

## ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

## ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

## NOTE 18 GOODWILL

## 18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                       | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------|---------------|---------------|
| <b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b> | <b>8 923</b>  | <b>10 236</b> |
| Acquisitions (note 3.2)                     | 1 396         | 36            |
| Cessions                                    | -             | -             |
| Pertes de valeur (note 13)                  | -             | -             |
| Écarts de conversion                        | (282)         | (1 298)       |
| Autres mouvements                           | (1)           | (51)          |
| <b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>  | <b>10 036</b> | <b>8 923</b>  |
| Valeur brute à la clôture                   | 10 802        | 9 709         |
| Cumul des pertes de valeur à la clôture     | (766)         | (786)         |

En 2017, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.2) ;
- des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2016, les variations observées étaient liées principalement à des écarts de conversion pour (1 298) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

6.

## 18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

| (en millions d'euros)                               | 31/12/2017    | 31/12/2016   |
|-----------------------------------------------------|---------------|--------------|
| <b>France – Activités régulées</b>                  | <b>223</b>    | <b>223</b>   |
| <b>Réacteurs et services (Framatome) (note 3.2)</b> | <b>1 257</b>  | <b>-</b>     |
| <b>Royaume-Uni (EDF Energy)</b>                     | <b>7 586</b>  | <b>7 818</b> |
| <b>Italie</b>                                       | <b>18</b>     | <b>2</b>     |
| <b>Autre international</b>                          | <b>15</b>     | <b>13</b>    |
| Dalkia                                              | 536           | 496          |
| EDF Énergies Nouvelles                              | 206           | 177          |
| Autres                                              | 195           | 194          |
| <b>Autres métiers</b>                               | <b>937</b>    | <b>867</b>   |
| <b>TOTAL GROUPE</b>                                 | <b>10 036</b> | <b>8 923</b> |

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

##### Au 31 décembre 2017

| (en millions d'euros)                                                                | 31/12/2016    | Augmentations | Diminutions    | Écarts de conversion | Mouvements de périmètre | Autres mouvements | 31/12/2017    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------------|-------------------------|-------------------|---------------|
| Logiciels                                                                            | 3 624         | 638           | (224)          | (37)                 | 23                      | 10                | 4 034         |
| Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise | 810           | -             | -              | -                    | -                       | -                 | 810           |
| Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts                        | 428           | 1 123         | (1 107)        | (7)                  | 1                       | 2                 | 440           |
| Autres immobilisations incorporelles                                                 | 5 975         | 410           | (113)          | (46)                 | 1 322                   | (47)              | 7 501         |
| Immobilisations incorporelles en cours <sup>(1)</sup>                                | 995           | 128           | (2)            | (6)                  | 96                      | -                 | 1 211         |
| <b>Valeurs brutes</b>                                                                | <b>11 832</b> | <b>2 299</b>  | <b>(1 446)</b> | <b>(96)</b>          | <b>1 442</b>            | <b>(35)</b>       | <b>13 996</b> |
| Amortissements et pertes de valeur                                                   | (4 382)       | (976)         | 272            | 58                   | (71)                    | (1)               | (5 100)       |
| <b>VALEURS NETTES</b>                                                                | <b>7 450</b>  | <b>1 323</b>  | <b>(1 174)</b> | <b>(38)</b>          | <b>1 371</b>            | <b>(36)</b>       | <b>8 896</b>  |

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2017 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 962 millions d'euros ;

■ la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 132 millions d'euros, 702 millions d'euros et 402 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (16) millions d'euros a été enregistrée en 2017.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 546 millions d'euros en 2017.

##### Au 31 décembre 2016

| (en millions d'euros)                                                                | 31/12/2015    | Augmentations | Diminutions    | Écarts de conversion | Mouvements de périmètre | Autres mouvements | 31/12/2016    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------------|-------------------------|-------------------|---------------|
| Logiciels                                                                            | 3 577         | 617           | (381)          | (135)                | (60)                    | 6                 | 3 624         |
| Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise | 810           | -             | -              | -                    | -                       | -                 | 810           |
| Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts                        | 690           | 935           | (1 094)        | (49)                 | (1)                     | (53)              | 428           |
| Autres immobilisations incorporelles                                                 | 5 936         | 341           | (19)           | (46)                 | (324)                   | 87                | 5 975         |
| Immobilisations incorporelles en cours <sup>(1)</sup>                                | 1 976         | 87            | -              | (23)                 | (1)                     | (1 044)           | 995           |
| <b>Valeurs brutes</b>                                                                | <b>12 989</b> | <b>1 980</b>  | <b>(1 494)</b> | <b>(253)</b>         | <b>(386)</b>            | <b>(1 004)</b>    | <b>11 832</b> |
| Amortissements et pertes de valeur                                                   | (4 100)       | (992)         | 394            | 84                   | 166                     | 66                | (4 382)       |
| <b>VALEURS NETTES</b>                                                                | <b>8 889</b>  | <b>988</b>    | <b>(1 100)</b> | <b>(169)</b>         | <b>(220)</b>            | <b>(938)</b>      | <b>7 450</b>  |

(1) Les autres mouvements comprennent le reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR Flamanville 3 en immobilisations incorporelles en cours.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2016 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 912 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (159) millions d'euros a été enregistrée en 2016.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élevait à 572 millions d'euros en 2016.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat**NOTE 20 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE****20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE**

| (en millions d'euros)                                                                  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Immobilisations                                                                        | 53 034        | 51 489        |
| Immobilisations en cours                                                               | 1 705         | 1 575         |
| <b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b> | <b>54 739</b> | <b>53 064</b> |

**20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION  
PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)**

| (en millions d'euros)                                   | Terrains et constructions | Réseaux         | Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations | Total           |
|---------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------|-----------------------------------------------------------------------|-----------------|
| <b>Valeurs brutes au 31/12/2016</b>                     | <b>2 601</b>              | <b>86 959</b>   | <b>3 909</b>                                                          | <b>93 469</b>   |
| Augmentations <sup>(1)</sup>                            | 164                       | 3 762           | 389                                                                   | 4 315           |
| Diminutions                                             | (19)                      | (766)           | (167)                                                                 | (952)           |
| <b>VALEURS BRUTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>2 746</b>              | <b>89 955</b>   | <b>4 131</b>                                                          | <b>96 832</b>   |
| <b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016</b> | <b>(1 337)</b>            | <b>(38 141)</b> | <b>(2 502)</b>                                                        | <b>(41 980)</b> |
| Dotations nettes aux amortissements                     | (58)                      | (216)           | (187)                                                                 | (461)           |
| Diminutions                                             | 7                         | 678             | 162                                                                   | 847             |
| Autres mouvements <sup>(2)</sup>                        | (9)                       | (2 099)         | (96)                                                                  | (2 204)         |
| <b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017</b> | <b>(1 397)</b>            | <b>(39 778)</b> | <b>(2 623)</b>                                                        | <b>(43 798)</b> |
| <b>Valeurs nettes au 31/12/2016</b>                     | <b>1 264</b>              | <b>48 818</b>   | <b>1 407</b>                                                          | <b>51 489</b>   |
| <b>VALEURS NETTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>1 349</b>              | <b>50 177</b>   | <b>1 508</b>                                                          | <b>53 034</b>   |

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

## NOTE 21 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

### 21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres métiers se répartit comme suit :

| (en millions d'euros)                                      | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Immobilisations                                            | 6 369        | 6 010        |
| Immobilisations en cours                                   | 1 238        | 1 606        |
| <b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b> | <b>7 607</b> | <b>7 616</b> |

### 21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

| (en millions d'euros)                                   | Terrains et constructions | Installations productions thermique et hydraulique | Réseaux     | Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations | Total          |
|---------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------|
| <b>Valeurs brutes au 31/12/2016</b>                     | <b>1 452</b>              | <b>11 795</b>                                      | <b>41</b>   | <b>546</b>                                                            | <b>13 834</b>  |
| Augmentations                                           | 29                        | 891                                                | 18          | 47                                                                    | 985            |
| Diminutions                                             | (5)                       | (41)                                               | (20)        | (5)                                                                   | (71)           |
| Écarts de conversion                                    | -                         | (59)                                               | (1)         | (1)                                                                   | (61)           |
| Mouvements de périmètre                                 | 13                        | 23                                                 | -           | 3                                                                     | 39             |
| Autres mouvements                                       | -                         | (43)                                               | 1           | (8)                                                                   | (50)           |
| <b>VALEURS BRUTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>1 489</b>              | <b>12 566</b>                                      | <b>39</b>   | <b>582</b>                                                            | <b>14 676</b>  |
| <b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016</b> | <b>(873)</b>              | <b>(6 570)</b>                                     | <b>(18)</b> | <b>(363)</b>                                                          | <b>(7 824)</b> |
| Dotations nettes aux amortissements                     | (29)                      | (361)                                              | (4)         | (35)                                                                  | (429)          |
| Pertes de valeur nettes de reprises                     | -                         | (150)                                              | -           | -                                                                     | (150)          |
| Diminutions                                             | 4                         | 27                                                 | -           | 6                                                                     | 37             |
| Écarts de conversion                                    | -                         | 38                                                 | -           | -                                                                     | 38             |
| Mouvements de périmètre                                 | -                         | -                                                  | -           | -                                                                     | -              |
| Autres mouvements                                       | 3                         | 17                                                 | -           | 1                                                                     | 21             |
| <b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017</b> | <b>(895)</b>              | <b>(6 999)</b>                                     | <b>(22)</b> | <b>(391)</b>                                                          | <b>(8 307)</b> |
| <b>Valeurs nettes au 31/12/2016</b>                     | <b>579</b>                | <b>5 225</b>                                       | <b>23</b>   | <b>183</b>                                                            | <b>6 010</b>   |
| <b>VALEURS NETTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>594</b>                | <b>5 567</b>                                       | <b>17</b>   | <b>191</b>                                                            | <b>6 369</b>   |

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (54) millions d'euros et à (150) millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat**NOTE 22 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES  
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE****22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES  
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE**

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

| (en millions d'euros)                                                                            | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Immobilisations                                                                                  | 48 972        | 46 350        |
| Immobilisations en cours                                                                         | 26 515        | 24 059        |
| Immobilisations financées par location-financement                                               | 135           | 164           |
| <b>IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS<br/>CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE</b> | <b>75 622</b> | <b>70 573</b> |

Au 31 décembre 2017, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre induisent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 11 523 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 287 millions d'euros) et de Hinkley Point C pour 5 149 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 59 millions d'euros).

Les immobilisations concernant le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est intervenue début 2017, ont été reclassées d'immobilisations en cours à immobilisations de production pour 1 158 millions d'euros.

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur l'exercice un effet change de (1 081) millions d'euros principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations du domaine propre s'élèvent à (298) millions d'euros.

6.

**22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES  
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS  
IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)**

| (en millions d'euros)                                   | Terrains et constructions | Installations production nucléaire | Installations productions thermique et hydraulique | Réseaux     | Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations | Total           |
|---------------------------------------------------------|---------------------------|------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------|-----------------|
| <b>Valeurs brutes au 31/12/2016</b>                     | <b>12 554</b>             | <b>66 958</b>                      | <b>19 964</b>                                      | <b>17</b>   | <b>16 880</b>                                                         | <b>116 373</b>  |
| Augmentations                                           | 654                       | 2 938                              | 1 767                                              | -           | 2 200                                                                 | 7 559           |
| Diminutions                                             | (503)                     | (1 020)                            | (493)                                              | -           | (429)                                                                 | (2 445)         |
| Écarts de conversion                                    | (43)                      | (378)                              | (179)                                              | -           | (737)                                                                 | (1 337)         |
| Mouvements de périmètre <sup>(1)</sup>                  | 314                       | -                                  | (271)                                              | -           | 821                                                                   | 864             |
| Autres mouvements <sup>(2)</sup>                        | 43                        | 392                                | 49                                                 | -           | 30                                                                    | 514             |
| <b>VALEURS BRUTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>13 019</b>             | <b>68 890</b>                      | <b>20 837</b>                                      | <b>17</b>   | <b>18 765</b>                                                         | <b>121 528</b>  |
| <b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016</b> | <b>(6 874)</b>            | <b>(44 269)</b>                    | <b>(11 866)</b>                                    | <b>(9)</b>  | <b>(7 005)</b>                                                        | <b>(70 023)</b> |
| Dotations nettes aux amortissements                     | (345)                     | (2 545)                            | (776)                                              | (2)         | (1 155)                                                               | (4 823)         |
| Pertes de valeur nettes de reprises                     | (77)                      | 13                                 | (217)                                              | -           | (17)                                                                  | (298)           |
| Diminutions                                             | 229                       | 893                                | 398                                                | -           | 398                                                                   | 1 918           |
| Écarts de conversion                                    | -4                        | 164                                | 126                                                | -           | 205                                                                   | 499             |
| Mouvements de périmètre <sup>(1)</sup>                  | (9)                       | -                                  | 81                                                 | -           | 2                                                                     | 74              |
| Autres mouvements                                       | (2)                       | 65                                 | 24                                                 | (1)         | 11                                                                    | 97              |
| <b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017</b> | <b>(7 074)</b>            | <b>(45 679)</b>                    | <b>(12 230)</b>                                    | <b>(12)</b> | <b>(7 561)</b>                                                        | <b>(72 556)</b> |
| <b>Valeurs nettes au 31/12/2016</b>                     | <b>5 680</b>              | <b>22 689</b>                      | <b>8 098</b>                                       | <b>8</b>    | <b>9 875</b>                                                          | <b>46 350</b>   |
| <b>VALEURS NETTES AU 31/12/2017</b>                     | <b>5 945</b>              | <b>23 211</b>                      | <b>8 607</b>                                       | <b>5</b>    | <b>11 204</b>                                                         | <b>48 972</b>   |

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à l'entrée de Framatome.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 322 millions d'euros (voir note 29.1).

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### 22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

|                                                            | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|------------------------------------------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                                                            | Échéances  |        |           |         |            |
| (en millions d'euros)                                      | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total      |
| Paie ments minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur | 33         | 10     | 20        | 3       | 46         |
| Paie ments minimaux futurs à verser en tant que preneur    | 367        | 51     | 150       | 166     | 482        |

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant

dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat**NOTE 23 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES  
ET LES CO-ENTREPRISES**

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

|                                                                           |                                   | 31/12/2017                              |                                |                                 | 31/12/2016                     |                                 |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| (en millions d'euros)                                                     | Activité principale <sup>19</sup> | Quote-part d'intérêts dans le capital % | Quote-part de capitaux propres | Dont quote-part de résultat net | Quote-part de capitaux propres | Dont quote-part de résultat net |
| Principales participations dans les entreprises associées                 |                                   |                                         |                                |                                 |                                |                                 |
| CTE <sup>21</sup>                                                         | A                                 | 50,10                                   | 1 241                          | 249                             | n/a                            | n/a                             |
| RTE                                                                       | T                                 | n/a                                     | n/a                            | n/a                             | 2 558                          | 403                             |
| CENG                                                                      | P                                 | 49,99                                   | 1 494                          | (316)                           | 2 120                          | (485)                           |
| Taishan (TNP/VC) <sup>19</sup>                                            | P                                 | 30,00                                   | n.c.                           | n.c.                            | 1 191                          | (12)                            |
| Alpiq <sup>40</sup>                                                       | P, D, A, T                        | 25,04                                   | 602                            | 25                              | 606                            | -                               |
| Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises |                                   |                                         |                                |                                 |                                |                                 |
|                                                                           |                                   |                                         | n.c.                           | n.c.                            | 2 170                          | 312                             |
| TOTAL                                                                     |                                   |                                         | 7 249                          | 35                              | 8 645                          | 218                             |

n/a = non applicable

n.c. = non communiqué

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres.

(2) Au 31 décembre 2017, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) (voir note 3.4.1). Par convention, la quote-part de résultat net présenté comprend 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le reste de l'année 2017.

(3) La publication des comptes consolidés de CGN étant postérieure à celle du Groupe, le Groupe ne peut présenter d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2017.

(4) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin décembre 2017 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2017).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

Sur l'exercice 2016, (481) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

**23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)****23.1.1 Éléments financiers de CTE**

Les principaux indicateurs financiers de CTE (données à 100 %) sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2017 <sup>(1)</sup> |
|---------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Actifs non courants                                           | 17 163                    |
| Actifs courants                                               | 2 793                     |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                            | <b>19 956</b>             |
| Capitaux propres                                              | 2 476                     |
| Passifs non courants                                          | 12 870                    |
| Passifs courants                                              | 4 610                     |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                | <b>19 956</b>             |
| Chiffre d'affaires                                            | 3 143                     |
| Excédent brut d'exploitation                                  | 1 285                     |
| Résultat net                                                  | 337                       |
| Endettement financier net                                     | 11 633                    |
| Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres | -                         |
| Dividendes versés                                             | 159                       |

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE – voir note 3.4.1) sur l'exercice 2017. Les indicateurs financiers publiés au titre de RTE en 2016 ont été présentés dans la note annexe 23.1 aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### 23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et CTE

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CTE sont les suivantes :

##### Chiffre d'affaires

Enedis fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2017, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 3 507 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2017 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 153 millions d'euros et 165 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 257 millions d'euros.

#### 23.2 CENG

##### 23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2017   | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------------------------|--------------|---------------|
| Actifs non courants                                           | 7 370        | 10 164        |
| Actifs courants                                               | 965          | 1 020         |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                            | <b>8 335</b> | <b>11 184</b> |
| Capitaux propres                                              | 2 989        | 4 240         |
| Passifs non courants                                          | 5 030        | 6 521         |
| Passifs courants                                              | 316          | 423           |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                | <b>8 335</b> | <b>11 184</b> |
| Chiffre d'affaires                                            | 1 156        | 1 059         |
| Excédent brut d'exploitation                                  | 396          | 305           |
| Résultat net                                                  | (633)        | (971)         |
| Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres | 107          | 169           |
| Dividendes versés                                             | -            | -             |

##### 23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 16,3 TWh sur l'exercice 2017.

##### 23.2.3 Pertes de valeur

En 2016, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (462) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix forwards et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (491) millions d'euros (dont (341) millions d'euros déjà) comptabilisés au 30 juin 2017).

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte :

- de la révision, à nouveau à la baisse, des scénarios de prix long terme publiés par les organismes externes (ABB, IHS Cera, EIA) ; les publications publiées à l'automne 2017 étant encore en deçà de celles publiées au printemps 2017 ;
- de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz tout au long de l'année (baisse d'environ 4 % en moyenne des prix de l'électricité sur l'horizon de marché entre le premier et le second semestre).

Le calcul de la valeur d'utilité tient compte de la mise en œuvre dans l'État de New York du programme de subvention aux centrales nucléaires Zero Emission Credit (ZEC) qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. La pérennité de ce dispositif reste toutefois conditionnée à l'issue des recours qui ont été déposés. Outre la pérennité du mécanisme ZEC, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation font l'objet d'incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

**ÉTATS FINANCIERS**  
Compte de résultat**23.3 TAISHAN****23.3.1 Éléments financiers de Taishan**

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

| (en millions d'euros)                          | 31/12/2016    | 31/12/2015    |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Actifs non courants                            | 10 936        | 10 369        |
| Actifs courants                                | 66            | 41            |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                             | <b>11 002</b> | <b>10 410</b> |
| Capitaux propres                               | 3 594         | 3 597         |
| Passifs non courants                           | 6 563         | 5 836         |
| Passifs courants                               | 845           | 977           |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b> | <b>11 002</b> | <b>10 410</b> |
| Chiffre d'affaires                             | -             | -             |
| Résultat net                                   | (39)          | 29            |
| Dividendes versés                              | -             | -             |

**23.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan**

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNP/MC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 %, et Yudean à hauteur de 19 %.

Les mises en service commerciales du premier réacteur et du deuxième réacteur sont prévues respectivement en 2018 et en 2019.

**6.****23.4 ALPIQ**

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2017 (voir renvoi 3 du tableau de la note 23).

**23.4.1 Indicateurs financiers publiés**

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2016   | 31/12/2015   |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Actifs non courants                                           | 5 303        | 5 889        |
| Actifs courants                                               | 3 765        | 3 239        |
| Actifs détenus en vue de la vente                             | 107          | 503          |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                            | <b>9 175</b> | <b>9 631</b> |
| Capitaux propres <sup>(1)</sup>                               | 3 619        | 3 525        |
| Passifs non courants                                          | 3 222        | 4 148        |
| Passifs courants                                              | 2 315        | 1 905        |
| Passifs détenus en vue de la vente                            | 19           | 53           |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                | <b>9 175</b> | <b>9 631</b> |
| Chiffre d'affaires                                            | 5 576        | 6 289        |
| Excédent brut d'exploitation                                  | 714          | 47           |
| Résultat net                                                  | 270          | (777)        |
| Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres | (24)         | (160)        |
| Dividendes versés                                             | -            | 11           |

(1) Dont 949 millions d'euros d'emprunts hybrides.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas

d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2017 est de 379 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### 23.4.2 Pertes de valeur

Le groupe Alpiq fait face à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non libéralisé. Ce contexte défavorable a pesé sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse disposant d'une forte proportion d'énergie en ruban et pénalisées par la révision à la baisse des prix de marché à long terme. Dans ce contexte, Alpiq annonçait, en mars 2016, la mise en œuvre d'un plan de mesures structurelles sur la production traditionnelle d'énergie afin de réduire son exposition aux prix de gros.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2017, le 28 août 2017, Alpiq a une nouvelle fois insisté sur les deux facteurs pénalisant la rentabilité de ses actifs de production traditionnels, à savoir la stagnation des prix de marché à des niveaux bas et la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois, ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée par Alpiq dans ses comptes sur le premier semestre 2017.

Sur le plan législatif, la Suisse a approuvé par référendum le 21 mai 2017, la loi énergétique sur l'abandon du nucléaire au profit des énergies propres. Le texte

« Stratégie énergétique 2050 » prévoit le remplacement progressif de l'électricité produite par les cinq centrales nucléaires du pays par des énergies renouvelables. La Suisse a indiqué qu'elle ne construirait plus de nouvelle centrale. Les centrales existantes pourraient néanmoins rester en service aussi longtemps que leur sûreté sera garantie. Cette loi énergétique avait déjà été approuvée par le Parlement en septembre 2016. Elle est le résultat d'un long processus ; la Suisse ayant annoncé dès 2011 sa décision de sortir du nucléaire et de ne plus développer de nouvelles centrales.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq en août 2017, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation dans la société Alpiq au 31 décembre 2017.

Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre des plans d'actions déployés par Alpiq ainsi que l'évolution du contexte de marché et du cadre réglementaire en Suisse. Si par ailleurs le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2017 le 26 mars 2018, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2018.

## NOTE 24 STOCKS

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

|                                            | 31/12/2017     |              |                | 31/12/2016     |              |                |
|--------------------------------------------|----------------|--------------|----------------|----------------|--------------|----------------|
|                                            | Valeurs brutes | Provisions   | Valeurs nettes | Valeurs brutes | Provisions   | Valeurs nettes |
| <i>(en millions d'euros)</i>               |                |              |                |                |              |                |
| Combustible nucléaire                      | 10 831         | (15)         | 10 816         | 10 923         | (19)         | 10 904         |
| Autre combustible                          | 906            | (7)          | 899            | 1 281          | (5)          | 1 276          |
| Autres matières premières                  | 1 526          | (283)        | 1 243          | 1 413          | (296)        | 1 117          |
| Encours de production de biens et services | 494            | (48)         | 446            | 197            | (46)         | 151            |
| Autres stocks                              | 768            | (34)         | 734            | 711            | (58)         | 653            |
| <b>TOTAL STOCKS</b>                        | <b>14 525</b>  | <b>(387)</b> | <b>14 138</b>  | <b>14 525</b>  | <b>(424)</b> | <b>14 101</b>  |

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 182 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 179 millions d'euros au 31 décembre 2017 (492 millions d'euros au 31 décembre 2016).



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

| (en millions d'euros)                                        | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute | 20 927        | 21 022        |
| Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute      | 3 530         | 3 331         |
| Dépassements                                                 | (1 046)       | (1 057)       |
| <b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE</b>           | <b>23 411</b> | <b>23 296</b> |

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

## 25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

|                                              | 31/12/2017     |                |                | 31/12/2016     |                |                |
|----------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| (en millions d'euros)                        | Valeurs brutes | Provisions     | Valeurs nettes | Valeurs brutes | Provisions     | Valeurs nettes |
| <b>CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b> | <b>24 457</b>  | <b>(1 046)</b> | <b>23 411</b>  | <b>24 353</b>  | <b>(1 057)</b> | <b>23 296</b>  |
| dont créances échues de moins de 6 mois      | 1 172          | (260)          | 912            | 1 214          | (186)          | 1 028          |
| dont créances échues de 6 à 12 mois          | 435            | (137)          | 298            | 491            | (152)          | 339            |
| dont créances échues de plus de 12 mois      | 890            | (532)          | 358            | 1 105          | (595)          | 510            |
| <b>dont total des créances échues</b>        | <b>2 497</b>   | <b>(929)</b>   | <b>1 568</b>   | <b>2 810</b>   | <b>(933)</b>   | <b>1 877</b>   |
| <b>dont total des créances non échues</b>    | <b>21 960</b>  | <b>(117)</b>   | <b>21 843</b>  | <b>21 543</b>  | <b>(124)</b>   | <b>21 419</b>  |

6.

## 25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

| (en millions d'euros)                                          | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|----------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan | -          | -          |
| Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan | 41         | 33         |
| Créances clients transférées intégralement sorties du bilan    | 903        | 1 304      |

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 903 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 406 millions d'euros par le groupe Edison (1 304 millions d'euros en décembre 2016, dont 665 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

## NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

| (en millions d'euros)                                  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|--------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Charges constatées d'avance                            | 1 592         | 1 567         |
| Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) | 1 147         | 1 647         |
| Créances TVA                                           | 3 026         | 2 862         |
| Créances fiscales (hors TVA)                           | 1 727         | 1 754         |
| Autres créances d'exploitation                         | 4 237         | 5 090         |
| <b>AUTRES DÉBITEURS</b>                                | <b>11 729</b> | <b>12 920</b> |
| dont part non courante                                 | 2 168         | 2 268         |
| dont part courante                                     | 9 561         | 10 652        |
| dont valeurs brutes                                    | 11 804        | 13 135        |
| dont dépréciation                                      | (75)          | (215)         |

Au 31 décembre 2017, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 147 millions d'euros (1 647 millions d'euros

au 31 décembre 2016). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financiers (voir note 36.3).

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

## NOTE 27 CAPITAUX PROPRES

### 27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2017, le capital social s'élève à 1 463 719 402 euros, composé de 2 927 438 804 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,50 % par l'Etat, 15,18 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,20 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En mars 2017, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduit par une augmentation du capital social de 316 millions d'euros et une prime d'émission de 3 689 millions d'euros nets de frais, suite à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles (voir note 3.1).

En juin 2017, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 75 millions d'euros et une prime d'émission de 951 millions d'euros, suite à l'émission de 145 476 587 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2017.

En décembre 2017, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 378 millions d'euros, suite à l'émission de 40 084 530 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L 111-67 du Code de l'énergie, l'Etat français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

### 27.2 ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2017, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 430 016 actions pour une valeur de 40 millions d'euros.

### 27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2016 à 0,90 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,99 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,50 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2016 s'élève à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2017.

L'Etat a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2016 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 75 millions d'euros.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2017, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017 pour un montant de 433 millions d'euros.

L'Etat a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 35 millions d'euros.

### 27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2017, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017 et de 582 millions d'euros sur l'exercice 2016. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2018, une rémunération d'environ 376 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

### Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

| Entité | Date d'émission | Montant de l'émission | Devise | Option de remboursement | Taux   |
|--------|-----------------|-----------------------|--------|-------------------------|--------|
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | EUR    | 7 ans                   | 4,25 % |
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | EUR    | 12 ans                  | 5,38 % |
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | GBP    | 13 ans                  | 6,00 % |
| EDF    | 01/2013         | 3 000                 | USD    | 10 ans                  | 5,25 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 500                 | USD    | 10 ans                  | 5,63 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 000                 | EUR    | 8 ans                   | 4,13 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 000                 | EUR    | 12 ans                  | 5,00 % |
| EDF    | 01/2014         | 750                   | GBP    | 15 ans                  | 5,88 % |

### Autres instruments de capitaux propres

Les autres instruments de capitaux propres sont des instruments financiers émis par le Groupe qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant IAS 32.

Les entités Cogestar du groupe Dalkia ont émis en décembre 2017 un instrument constitué d'obligations convertibles. Au 31 décembre 2017, le montant total de l'instrument reconnu en capitaux propres s'élève à 124 millions d'euros (86 millions d'euros en 2016) (voir note 5.2).

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## 27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

## 27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

| (en millions d'euros)                                                  | 31/12/2017         |                                           | 31/12/2016                                |                                           |
|------------------------------------------------------------------------|--------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
|                                                                        | % de participation | Participations ne donnant pas le contrôle | Participations ne donnant pas le contrôle | Participations ne donnant pas le contrôle |
| <b>Principales participations ne donnant pas le contrôle</b>           |                    |                                           |                                           |                                           |
| EDF Energy Nuclear Generation Ltd                                      | 20,0 %             | 2 687                                     | 23                                        | 2 773                                     |
| NNB Holding Ltd                                                        | 33,5 %             | 2 138                                     | -                                         | 1 718                                     |
| EDF Investissements Groupe SA                                          | 6,1 %              | 516                                       | 11                                        | 516                                       |
| EDF Luminus SA                                                         | 31,4 %             | 388                                       | 2                                         | 390                                       |
| Framatome                                                              | 24,5 %             | 209                                       | -                                         | -                                         |
| <b>Autres participations ne donnant pas le contrôle <sup>(1)</sup></b> |                    | <b>1 403</b>                              | <b>80</b>                                 | <b>1 527</b>                              |
| <b>TOTAL</b>                                                           |                    | <b>7 341</b>                              | <b>116</b>                                | <b>6 924</b>                              |

(1) Dont Sizewell C Holding Co

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité (voir note 3.7.2).

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.2) et détenu à 75,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natrix Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

6.

## 27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                                   | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Actifs non courants                                                     | 21 149        | 21 877        |
| Actifs courants                                                         | 3 228         | 3 325         |
| <b>TOTAL ACTIF</b>                                                      | <b>24 377</b> | <b>25 202</b> |
| Capitaux propres                                                        | 13 433        | 13 870        |
| Passifs non courants                                                    | 10 252        | 11 058        |
| Passifs courants                                                        | 692           | 274           |
| <b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>                          | <b>24 377</b> | <b>25 202</b> |
| Chiffre d'affaires                                                      | 3 070         | 3 805         |
| Résultat net                                                            | 135           | 653           |
| Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres | (220)         | (1 804)       |
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation              | 867           | 1 296         |
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement            | (514)         | (516)         |
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement              | (328)         | (672)         |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>            | <b>468</b>    | <b>422</b>    |
| Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie       | 25            | 107           |
| Incidence des variations de change                                      | (10)          | (62)          |
| Autres incidences                                                       | -             | -             |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>             | <b>483</b>    | <b>468</b>    |
| Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle          | 70            | 151           |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 28 PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

| (en millions d'euros)                             | Notes     | 31/12/2017   |                |               | 31/12/2016   |                |               |
|---------------------------------------------------|-----------|--------------|----------------|---------------|--------------|----------------|---------------|
|                                                   |           | Courant      | Non<br>courant | Total         | Courant      | Non<br>courant | Total         |
| Provisions pour aval du cycle nucléaire           |           | 1 479        | 21 378         | 22 857        | 1 463        | 20 823         | 22 286        |
| Provisions pour déconstruction et derniers coûts  |           | 290          | 25 032         | 25 322        | 208          | 24 020         | 24 228        |
| <b>Provisions liées à la production nucléaire</b> | <b>29</b> | <b>1 769</b> | <b>46 410</b>  | <b>48 179</b> | <b>1 671</b> | <b>44 843</b>  | <b>46 514</b> |
| Autres provisions pour déconstruction             | 30        | 80           | 1 977          | 2 057         | 63           | 1 506          | 1 569         |
| Provisions pour avantages du personnel            | 31        | 1 106        | 20 630         | 21 736        | 1 100        | 21 234         | 22 334        |
| Autres provisions                                 | 32        | 2 529        | 2 356          | 4 885         | 2 394        | 2 155          | 4 549         |
| <b>TOTAL PROVISIONS</b>                           |           | <b>5 484</b> | <b>71 373</b>  | <b>76 857</b> | <b>5 228</b> | <b>69 738</b>  | <b>74 966</b> |



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat**NOTE 29 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE -  
AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES  
ET DERNIERS CŒURS**

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                        | 31/12/2016    | Augmentations | Diminutions    | Effet de l'actualisation | Écarts de conversion | Autres mouvements <sup>(1)</sup> | 31/12/2017    |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|----------------|--------------------------|----------------------|----------------------------------|---------------|
| Provisions pour gestion du combustible usé                   | 12 429        | 454           | (1 109)        | 648                      | (60)                 | (9)                              | 12 353        |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets       | -             | 76            | (15)           | 47                       | (4)                  | 937                              | 1 041         |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 9 857         | 46            | (221)          | 590                      | (28)                 | (781)                            | 9 463         |
| <b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>               | <b>22 286</b> | <b>576</b>    | <b>(1 345)</b> | <b>1 285</b>             | <b>(92)</b>          | <b>147</b>                       | <b>22 857</b> |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires      | 20 568        | 2             | (146)          | 997                      | (220)                | 230                              | 21 431        |
| Provisions pour derniers cœurs                               | 3 660         | -             | -              | 162                      | (50)                 | 119                              | 3 891         |
| <b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>      | <b>24 228</b> | <b>2</b>      | <b>(146)</b>   | <b>1 159</b>             | <b>(270)</b>         | <b>349</b>                       | <b>25 322</b> |
| <b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>            | <b>46 514</b> | <b>578</b>    | <b>(1 491)</b> | <b>2 444</b>             | <b>(362)</b>         | <b>496</b>                       | <b>48 179</b> |

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1<sup>er</sup> janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 882 millions d'euros.

La répartition par société est la suivante :

| (en millions d'euros)                                                 | EDF<br>Note 29.1 | EDF Energy<br>Note 29.2 | Belgique   | Total         |
|-----------------------------------------------------------------------|------------------|-------------------------|------------|---------------|
| Provisions pour gestion du combustible usé                            | 10 786           | 1 567                   | -          | 12 353        |
| Provision pour reprise et conditionnement des déchets                 | 726              | 315                     | -          | 1 041         |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs          | 8 814            | 645                     | 4          | 9 463         |
| <b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2017</b>          | <b>20 326</b>    | <b>2 527</b>            | <b>4</b>   | <b>22 857</b> |
| <b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2016</b>          | <b>19 624</b>    | <b>2 659</b>            | <b>3</b>   | <b>22 286</b> |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires               | 14 920           | 6 233                   | 278        | 21 431        |
| Provisions pour derniers cœurs                                        | 2 387            | 1 504                   | -          | 3 891         |
| <b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2017</b> | <b>17 307</b>    | <b>7 737</b>            | <b>278</b> | <b>25 322</b> |
| <b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2016</b> | <b>16 409</b>    | <b>7 563</b>            | <b>256</b> | <b>24 228</b> |

**29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES  
EN FRANCE**

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                        | Notes  | 31/12/2016    | Augmentations | Diminutions    | Effet de l'actualisation <sup>(1)</sup> | Autres mouvements <sup>(2)</sup> | 31/12/2017    |
|--------------------------------------------------------------|--------|---------------|---------------|----------------|-----------------------------------------|----------------------------------|---------------|
| Provisions pour gestion du combustible usé                   | 29.1.1 | 10 658        | 443           | (851)          | 545                                     | (9)                              | 10 786        |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets       | 29.1.2 | 0             | 74            | (15)           | 31                                      | 636                              | 726           |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 29.1.2 | 8 966         | 44            | (221)          | 556                                     | (531)                            | 8 814         |
| <b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>               |        | <b>19 624</b> | <b>561</b>    | <b>(1 087)</b> | <b>1 132</b>                            | <b>96</b>                        | <b>20 326</b> |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires      | 29.1.3 | 14 122        | 2             | (131)          | 658                                     | 269                              | 14 920        |
| Provisions pour derniers cœurs                               | 29.1.4 | 2 287         | 0             | 0              | 95                                      | 5                                | 2 387         |
| <b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>      |        | <b>16 409</b> | <b>2</b>      | <b>(131)</b>   | <b>753</b>                              | <b>274</b>                       | <b>17 307</b> |
| <b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>            |        | <b>36 033</b> | <b>563</b>    | <b>(1 218)</b> | <b>1 885</b>                            | <b>370</b>                       | <b>37 633</b> |

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 505 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2017 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 380 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le redressement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1<sup>er</sup> janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 581 millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2017 pour les provisions adossées à des actifs pour 347 millions d'euros.

#### 29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par AREVA (maintenant Orano) à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec AREVA (Orano) qui définissent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

#### 29.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

##### 29.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

##### 29.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Déchets TFA et FMA                                            | 1 161        | 1 066        |
| Déchets FA-VL                                                 | 265          | 256          |
| Déchets HA-MAVL <sup>(1)</sup>                                | 7 388        | 7 644        |
| <b>PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS</b> | <b>8 814</b> | <b>8 966</b> |

(1) Les provisions des déchets HA-MAVL comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros, désormais présentées distinctement.

### Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calançages ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

### Déchets FA-VL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FA-VL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FA-VL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FA-VL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL devra être remis avant fin 2019.

### Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'Etat et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA (maintenant Orano), CEA). EDF avait effectué une déduction raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié

fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'Andra a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est prévue courant 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026 ; les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumeux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

### 29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

- des points d'étape dès avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassé de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix) et

Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caveme, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                   | 31/12/2016    | Augmentations | Diminutions  | Effet de l'actualisation | Autres mouvements | 31/12/2017    |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------------------|-------------------|---------------|
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 10 899        | 2             | (13)         | 461                      | 267               | 11 616        |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 3 223         | -             | (118)        | 197                      | 2                 | 3 304         |
| <b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES</b>          | <b>14 122</b> | <b>2</b>      | <b>(131)</b> | <b>658</b>               | <b>269</b>        | <b>14 920</b> |

#### Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEIC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEIC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été

adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

#### Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Choze A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, St-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 29.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise.

Il intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la

déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en 2018 après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant le calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 ans à venir ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie et celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

#### 29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

#### 29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

##### 29.1.5.1 Taux d'actualisation

##### Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2017 (2,7 % au 31 décembre 2016).

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;

- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2017 est de 4,1 %.

#### 29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

|                                                         | 31/12/2017                                                        |                                            | 31/12/2016                                                        |                                            |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| (en millions d'euros)                                   | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée |
| Gestion du combustible usé                              | 19 058                                                            | 10 786                                     | 18 460                                                            | 10 658                                     |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets  | 1 203                                                             | 726                                        | -                                                                 | -                                          |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs            | 29 396                                                            | 8 814                                      | 29 631                                                            | 8 966                                      |
| <b>AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE</b>                          | <b>49 657</b>                                                     | <b>20 326</b>                              | <b>48 091</b>                                                     | <b>19 624</b>                              |
| Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 20 563                                                            | 11 616                                     | 20 185                                                            | 10 889                                     |
| Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 6 472                                                             | 3 304                                      | 6 431                                                             | 3 223                                      |
| Derniers cœurs                                          | 4 332                                                             | 2 387                                      | 4 344                                                             | 2 287                                      |
| <b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>                 | <b>31 367</b>                                                     | <b>17 307</b>                              | <b>30 960</b>                                                     | <b>16 409</b>                              |

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

#### POUR L'EXERCICE 2017

| (en millions d'euros)                                     | Montants provisionnés en valeur actualisée | Sensibilité au taux d'actualisation |              |                             |              |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|
|                                                           |                                            | Sur la provision au bilan           |              | Sur le résultat avant impôt |              |
|                                                           |                                            | + 0,20 %                            | - 0,20 %     | + 0,20 %                    | - 0,20 %     |
| <b>Aval du cycle nucléaire :</b>                          |                                            |                                     |              |                             |              |
| ■ Gestion du combustible usé                              | 10 786                                     | (221)                               | 238          | 190                         | (206)        |
| ■ Provisions pour reprise et conditionnement des déchets  | 726                                        | (22)                                | 24           | 13                          | (14)         |
| ■ Gestion à long terme des déchets radioactifs            | 8 814                                      | (497)                               | 562          | 407                         | (464)        |
| <b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>                 |                                            |                                     |              |                             |              |
| ■ Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 11 616                                     | (477)                               | 501          | 7                           | (7)          |
| ■ Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 3 304                                      | (125)                               | 135          | 125                         | (135)        |
| ■ Derniers cœurs                                          | 2 387                                      | (85)                                | 90           | -                           | -            |
| <b>TOTAL</b>                                              | <b>37 633</b>                              | <b>(1 427)</b>                      | <b>1 550</b> | <b>742</b>                  | <b>(826)</b> |

#### POUR L'EXERCICE 2016

| (en millions d'euros)                          | Montants provisionnés en valeur actualisée | Sensibilité au taux d'actualisation |              |                             |              |
|------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|
|                                                |                                            | Sur la provision au bilan           |              | Sur le résultat avant impôt |              |
|                                                |                                            | + 0,20 %                            | - 0,20 %     | + 0,20 %                    | - 0,20 %     |
| <b>Aval du cycle nucléaire :</b>               |                                            |                                     |              |                             |              |
| ■ Gestion du combustible usé                   | 10 658                                     | (211)                               | 227          | 182                         | (195)        |
| ■ Gestion à long terme des déchets radioactifs | 8 966                                      | (475)                               | 534          | 381                         | (432)        |
| <b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>      |                                            |                                     |              |                             |              |
| ■ Déconstruction des centrales nucléaires      | 14 122                                     | (586)                               | 619          | 127                         | (138)        |
| ■ Derniers cœurs                               | 2 287                                      | (85)                                | 90           | -                           | -            |
| <b>TOTAL</b>                                   | <b>36 033</b>                              | <b>(1 357)</b>                      | <b>1 470</b> | <b>690</b>                  | <b>(765)</b> |



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES  
D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 10 264 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;

- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                        | 31/12/2016    | Augmentations | Diminutions  | Effet de l'actualisation | Écarts de conversions | Autres mouvements <sup>(1)</sup> | 31/12/2017    |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------------------|-----------------------|----------------------------------|---------------|
| Provisions pour gestion du combustible usé                   | 1 771         |               | 10           | (258)                    | 103                   | (60)                             | 1 567         |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets       | -             |               | 2            | -                        | 16                    | (4)                              | 315           |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 888           |               | 2            | -                        | 34                    | (251)                            | 645           |
| <b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>               | <b>2 659</b>  | <b>14</b>     | <b>(258)</b> | <b>153</b>               | <b>(92)</b>           | <b>51</b>                        | <b>2 527</b>  |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires      | 6 190         | -             | (15)         | 329                      | (220)                 | (51)                             | 6 233         |
| Provisions pour derniers cœurs                               | 1 373         | -             | -            | 67                       | (50)                  | 114                              | 1 504         |
| <b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>      | <b>7 563</b>  | <b>-</b>      | <b>(15)</b>  | <b>396</b>               | <b>(270)</b>          | <b>63</b>                        | <b>7 737</b>  |
| <b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>            | <b>10 222</b> | <b>14</b>     | <b>(273)</b> | <b>549</b>               | <b>(362)</b>          | <b>114</b>                       | <b>10 264</b> |

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1<sup>er</sup> janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 301 millions d'euros.

6.

## 29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1<sup>er</sup> juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (iii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

## 29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

|                                                        | 31/12/2017                                                        |                                            | 31/12/2016                                                        |                                            |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| (en millions d'euros)                                  | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée |
| Gestion du combustible usé                             | 2 829                                                             | 1 567                                      | 3 101                                                             | 1 771                                      |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets | 1 827                                                             | 315                                        | -                                                                 | -                                          |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs           | 3 589                                                             | 645                                        | 5 326                                                             | 888                                        |
| <b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>                         | <b>8 245</b>                                                      | <b>2 527</b>                               | <b>8 427</b>                                                      | <b>2 659</b>                               |

#### 29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être

appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction (Baseline Decommissioning Plans) réalisés en 2016 (révision triennale) et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

|                                     | 31/12/2017                                                        |                                            | 31/12/2016                                                        |                                            |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| (en millions d'euros)               | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée | Montants des charges aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée |
| <b>DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES</b> | <b>15 520</b>                                                     | <b>6 111</b>                               | <b>15 803</b>                                                     | <b>6 059</b>                               |

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 (voir note 29.2.1).

#### 29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées

les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2017 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,7 % (2,7 % au 31 décembre 2016).

## NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

| (en millions d'euros)                                                     | EDF        | EDF Energy | Edison     | Framatome <sup>(1)</sup> | Autres <sup>(2)</sup> | Total        |
|---------------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|--------------------------|-----------------------|--------------|
| <b>AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2017 <sup>(2)</sup></b> | <b>626</b> | <b>130</b> | <b>692</b> | <b>347</b>               | <b>262</b>            | <b>2 057</b> |
| <b>Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2016</b>                | <b>617</b> | <b>90</b>  | <b>667</b> | <b>-</b>                 | <b>195</b>            | <b>1 569</b> |

(1) Dont 81 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.

(2) Dont 43 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCOBI en France.

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques, les actifs de production d'hydrocarbures et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une

estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2017 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 31 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

## 31.1 GROUPE EDF

| (en millions d'euros)                                      | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Provisions pour avantages du personnel – part courante     | 1 106         | 1 100         |
| Provisions pour avantages du personnel – part non courante | 20 630        | 21 234        |
| <b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>              | <b>21 736</b> | <b>22 334</b> |

## 31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

| (en millions d'euros)                      | Engagements   | Actifs de couverture | Passif net    |
|--------------------------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| <b>Soldes au 31/12/2016 <sup>(1)</sup></b> | <b>42 683</b> | <b>(20 917)</b>      | <b>21 766</b> |
| Charge nette de l'exercice 2017            | 1 961         | (470)                | 1 491         |
| Écarts actuariels                          | (400)         | (721)                | (1 121)       |
| Cotisations versées aux fonds              | -             | (438)                | (438)         |
| Cotisations salariales                     | 14            | (14)                 | -             |
| Prestations versées                        | (1 848)       | 811                  | (1 037)       |
| Écarts de conversion                       | (316)         | 333                  | 17            |
| Mouvements de périmètre <sup>(2)</sup>     | 630           | (479)                | 151           |
| Autres variations                          | (3)           | -                    | (3)           |
| <b>SOLDES AU 31/12/2017</b>                | <b>42 721</b> | <b>(21 895)</b>      | <b>20 826</b> |
| <b>Dont :</b>                              |               |                      |               |
| Provisions pour avantages du personnel     |               |                      | 21 736        |
| Actifs financiers non courants             |               |                      | (910)         |

(1) Le passif net au 31 décembre 2016 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 334 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (568) millions d'euros soit un passif net de 21 766 millions d'euros.

(2) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Framatome représentant un passif net de 149 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à (400) millions d'euros, composés pour l'essentiel de 194 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation et (598) millions d'euros en France principalement liés à des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2016 s'élevaient à 2 041 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 1 349 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6) et 643 millions

d'euros en France principalement liés à l'effet de la variation des hypothèses financières :

- variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation : 2 322 millions d'euros ;
- évolutions concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE (1 742) millions d'euros.

6.

## 31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

| (en millions d'euros)                                                                           | 2017           | 2016           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Coût des services rendus                                                                        | (1 010)        | (890)          |
| Coût des services passés                                                                        | -              | 38             |
| Écarts actuariels – avantages à long terme                                                      | (67)           | (177)          |
| <b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>                                                | <b>(1 077)</b> | <b>(1 029)</b> |
| Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)                                                  | (884)          | (1 048)        |
| Produit sur les actifs de couverture                                                            | 470            | 547            |
| <b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>                                             | <b>(414)</b>   | <b>(501)</b>   |
| <b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>      | <b>(1 491)</b> | <b>(1 530)</b> |
| Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi                 | 400            | (2 041)        |
| Écarts actuariels sur actifs de couverture                                                      | 721            | 2 602          |
| <b>Écarts actuariels</b>                                                                        | <b>1 121</b>   | <b>561</b>     |
| <b>Écarts de conversion</b>                                                                     | <b>(17)</b>    | <b>(5)</b>     |
| <b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b> | <b>1 104</b>   | <b>556</b>     |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### 31.1.3 Répartition géographique du passif net

| (en millions d'euros)                                               | France <sup>(1)</sup> | Royaume-Uni  | Autres       | Total         |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>Engagements au 31/12/2016</b>                                    | <b>33 373</b>         | <b>8 891</b> | <b>419</b>   | <b>42 683</b> |
| Charge nette de l'exercice 2017                                     | 1 427                 | 511          | 23           | 1 961         |
| Écarts actuariels                                                   | (598)                 | 194          | 4            | (400)         |
| Cotisations salariales                                              | -                     | 14           | -            | 14            |
| Prestations versées                                                 | (1 501)               | (338)        | (9)          | (1 848)       |
| Écarts de conversion                                                | -                     | (316)        | -            | (316)         |
| Mouvements de périmètre <sup>(2)</sup>                              | -                     | -            | 630          | 630           |
| Autres variations                                                   | -                     | -            | (3)          | (3)           |
| <b>ENGAGEMENTS AU 31/12/2017</b>                                    | <b>32 701</b>         | <b>8 956</b> | <b>1 064</b> | <b>42 721</b> |
| Juste valeur des actifs de couverture                               | (11 621)              | (9 684)      | (588)        | (21 895)      |
| <b>PASSIF NET AU 31/12/2017 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL</b> | <b>21 080</b>         | <b>(728)</b> | <b>474</b>   | <b>20 826</b> |
| <b>Dont :</b>                                                       |                       |              |              |               |
| Provisions pour avantages du personnel                              | 21 080                | 182          | 474          | 21 736        |
| Actifs financiers non courants <sup>(3)</sup>                       | -                     | (910)        | -            | (910)         |

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

(2) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Fimatome pour 629 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EESSG et BEGG (voir note 31.3.1).

| (en millions d'euros)                                               | France <sup>(1)</sup> | Royaume-Uni  | Autres     | Total         |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------|------------|---------------|
| <b>Engagements au 31/12/2016</b>                                    | <b>33 373</b>         | <b>8 891</b> | <b>419</b> | <b>42 683</b> |
| Juste valeur des actifs de couverture                               | (11 566)              | (9 248)      | (103)      | (20 917)      |
| <b>Provisions au 31/12/2016 au titre des avantages du personnel</b> | <b>21 807</b>         | <b>(357)</b> | <b>316</b> | <b>21 766</b> |
| <b>Dont :</b>                                                       |                       |              |            |               |
| Provisions pour avantages du personnel                              | 21 807                | 211          | 316        | 22 334        |
| Actifs financiers non courants                                      | -                     | (568)        | -          | (568)         |

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

#### 31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » induisant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du

personnel bénéficie du statut des IEG, induisant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

##### 31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

| (en millions d'euros)           | Engagements   | Actifs de couverture | Provisions au bilan |
|---------------------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <b>Soldes au 31/12/2016</b>     | <b>33 373</b> | <b>(11 566)</b>      | <b>21 807</b>       |
| Charge nette de l'exercice 2017 | 1 427         | (220)                | 1 207               |
| Écarts actuariels               | (598)         | (161)                | (759)               |
| Cotisations versées aux fonds   | -             | (145)                | (145)               |
| Prestations versées             | (1 501)       | 471                  | (1 030)             |
| <b>SOLDES AU 31/12/2017</b>     | <b>32 701</b> | <b>(11 621)</b>      | <b>21 080</b>       |

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## 31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

| (en millions d'euros)                                                                           | 2017           | 2016           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Coût des services rendus                                                                        | (725)          | (659)          |
| Coût des services passés                                                                        | -              | -              |
| Écarts actuariels – autres avantages à long terme                                               | (68)           | (177)          |
| <b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>                                                | <b>(793)</b>   | <b>(836)</b>   |
| Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)                                                  | (634)          | (739)          |
| Produit sur les actifs de couverture                                                            | 220            | 252            |
| <b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>                                             | <b>(414)</b>   | <b>(487)</b>   |
| <b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>      | <b>(1 207)</b> | <b>(1 323)</b> |
| Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi                 | 598            | (643)          |
| Écarts actuariels sur actifs de couverture                                                      | 161            | 854            |
| <b>Écarts actuariels</b>                                                                        | <b>759</b>     | <b>211</b>     |
| <b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b> | <b>759</b>     | <b>211</b>     |

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                             | 2017       | 2016         |
|-------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| Variation liée aux écarts d'expérience                            | 462        | (165)        |
| Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques             | -          | 23           |
| Variation liée aux écarts d'hypothèses financières <sup>(1)</sup> | 68         | (678)        |
| <b>ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS</b>                          | <b>530</b> | <b>(820)</b> |
| dont :                                                            |            |              |
| Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi            | 598        | (643)        |
| Écarts actuariels sur autres avantages à long terme               | (68)       | (177)        |

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires et en 2016 aux hypothèses concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

En 2016, les écarts actuariels sur engagements générés s'élèvent à (820) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation).

6.

## 31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

## AU 31 DÉCEMBRE 2017

| (en millions d'euros)                                                 | Engagements   | Actifs de couverture | Provisions au bilan |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017</b> | <b>31 214</b> | <b>(11 621)</b>      | <b>19 593</b>       |
| dont :                                                                |               |                      |                     |
| Retraites                                                             | 24 266        | (10 859)             | 13 407              |
| Avantage en nature énergie                                            | 4 758         | -                    | 4 758               |
| Indemnités de fin de carrière                                         | 873           | (747)                | 126                 |
| Autres                                                                | 1 317         | (15)                 | 1 302               |
| <b>Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2017</b>    | <b>1 487</b>  | <b>-</b>             | <b>1 487</b>        |
| dont :                                                                |               |                      |                     |
| Rentes ATMP et Invalidité                                             | 1 250         | -                    | 1 250               |
| Médailles du travail                                                  | 208           | -                    | 208                 |
| Autres                                                                | 29            | -                    | 29                  |
| <b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2017</b>           | <b>32 701</b> | <b>(11 621)</b>      | <b>21 080</b>       |

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### AU 31 DÉCEMBRE 2016

| (en millions d'euros)                                                 | Engagements   | Actifs de couverture | Provisions au bilan |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016</b> | <b>31 876</b> | <b>(11 566)</b>      | <b>20 310</b>       |
| <b>dont :</b>                                                         |               |                      |                     |
| Retraites                                                             | 24 976        | (10 810)             | 14 166              |
| Avantage en nature énergie                                            | 4 695         | -                    | 4 695               |
| Indemnités de fin de carrière                                         | 913           | (741)                | 172                 |
| Autres                                                                | 1 292         | (15)                 | 1 277               |
| <b>Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2016</b>    | <b>1 497</b>  | <b>-</b>             | <b>1 497</b>        |
| <b>dont :</b>                                                         |               |                      |                     |
| Rentes ATMP et Invalidité                                             | 1 252         | -                    | 1 252               |
| Médailles du travail                                                  | 213           | -                    | 213                 |
| Autres                                                                | 32            | -                    | 32                  |
| <b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2016</b>           | <b>33 373</b> | <b>(11 566)</b>      | <b>21 807</b>       |

#### 31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

| (en millions d'euros)    | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|--------------------------|---------------|---------------|
| Participants en activité | 18 577        | 19 918        |
| Retraités                | 14 124        | 13 455        |
| <b>TOTAL ENGAGEMENTS</b> | <b>32 701</b> | <b>33 373</b> |

#### 31.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif-passif, s'élèvent à 11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 566 millions d'euros au 31 décembre 2016) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

| (en millions d'euros)                            | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|--------------------------------------------------|---------------|---------------|
| <b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>                      | <b>11 621</b> | <b>11 566</b> |
| <b>Actifs pour régime spécial de retraite</b>    | <b>10 859</b> | <b>10 810</b> |
| <b>dont en %</b>                                 |               |               |
| Instruments de capitaux propres cotés (actions)  | 31 %          | 31 %          |
| Instruments de créances cotés (obligations)      | 69 %          | 69 %          |
| <b>Actifs pour indemnités de fin de carrière</b> | <b>747</b>    | <b>741</b>    |
| <b>dont en %</b>                                 |               |               |
| Instruments de capitaux propres cotés (actions)  | 32 %          | 33 %          |
| Instruments de créances cotés (obligations)      | 68 %          | 67 %          |
| Autres actifs de couverture                      | 15            | 15            |

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 53 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 90 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 10 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 84 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 3,1 % en 2017.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## 31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

| (en millions d'euros)                              | Flux aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée |
|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| À moins d'un an                                    | 1 480                                             | 1 467                                      |
| D'un à cinq ans                                    | 5 583                                             | 5 260                                      |
| De cinq à dix ans                                  | 5 383                                             | 4 621                                      |
| À plus de dix ans                                  | 40 829                                            | 21 353                                     |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS</b> | <b>53 275</b>                                     | <b>32 701</b>                              |

Au 31 décembre 2017, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,2 ans.

## 31.2.7 Hypothèses actuarielles

| (en %)                                                           | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|------------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs <sup>(1)</sup> | 1,90 %     | 1,90 %     |
| Taux d'inflation                                                 | 1,50 %     | 1,50 %     |
| Taux d'augmentation des salaires <sup>(2)</sup>                  | 1,70 %     | 1,70 %     |

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction en 2017 du nombre de ces dernières sur ces durées.

L'évolution au 31 décembre 2017 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2017 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

## 31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

| (en %)                                                                                                     | 31/12/2017        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation             | - 4,6 % / + 5,0 % |
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires | + 3,8 % / - 3,8 % |
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation                 | + 4,7 % / - 4,4 % |

## 31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

## 31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

| (en millions d'euros)                  | Engagements  | Actifs de couverture | Passif net   |
|----------------------------------------|--------------|----------------------|--------------|
| <b>Solde au 31/12/2016</b>             | <b>8 891</b> | <b>(9 248)</b>       | <b>(357)</b> |
| Charge nette de l'exercice 2017        | 511          | (249)                | 262          |
| Écarts actuariels                      | 194          | (558)                | (364)        |
| Cotisations versées aux fonds          | -            | (286)                | (286)        |
| Cotisations salariales                 | 14           | (14)                 | -            |
| Prestations versées                    | (338)        | 338                  | -            |
| Écarts de conversion                   | (316)        | 333                  | 17           |
| <b>SOLDES AU 31/12/2017</b>            | <b>8 956</b> | <b>(9 684)</b>       | <b>(728)</b> |
| <b>Dont :</b>                          | <b>*</b>     | <b>*</b>             | <b>*</b>     |
| Provisions pour avantages du personnel | -            | -                    | 182          |
| Actifs financiers non courants         | -            | -                    | (910)        |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 910 millions d'euros contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

#### 31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

| (en millions d'euros)                                                                           | 2017         | 2016         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Coût des services rendus                                                                        | (267)        | (224)        |
| Coût des services passés                                                                        | -            | 40           |
| Écarts actuariels – autres avantages à long terme                                               | -            | -            |
| <b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>                                                | <b>(267)</b> | <b>(184)</b> |
| Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)                                                  | (244)        | (302)        |
| Produit sur les actifs de couverture                                                            | 249          | 294          |
| <b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>                                             | <b>5</b>     | <b>(8)</b>   |
| <b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>      | <b>(262)</b> | <b>(192)</b> |
| Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi                 | (194)        | (1 349)      |
| Écarts actuariels sur autres actifs de couverture                                               | 558          | 1 717        |
| <b>Écarts actuariels</b>                                                                        | <b>364</b>   | <b>368</b>   |
| <b>Écarts de conversion</b>                                                                     | <b>(17)</b>  | <b>(5)</b>   |
| <b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b> | <b>347</b>   | <b>363</b>   |

#### 31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

| (en millions d'euros)    | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|--------------------------|--------------|--------------|
| Participants en activité | 5 412        | 5 195        |
| Retraités                | 3 544        | 3 696        |
| <b>TOTAL ENGAGEMENTS</b> | <b>8 956</b> | <b>8 891</b> |

#### 31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 9 685 millions d'euros au 31 décembre 2017 (9 248 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de

croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les trustees et a minima après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

| (en millions d'euros)                           | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|-------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Actifs pour plan de retraite BEGG               | 7 597        | 7 454        |
| Actifs pour plan de retraite EEGSG              | 1 283        | 1 059        |
| Actifs pour plan de retraite EEPS               | 804          | 735          |
| <b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>                     | <b>9 684</b> | <b>9 248</b> |
| <b>dont en %</b>                                |              |              |
| Instruments de capitaux propres cotés (actions) | 27 %         | 27 %         |
| Instruments de créances cotés (obligations)     | 50 %         | 52 %         |
| Biens immobiliers                               | 7 %          | 6 %          |
| Trésorerie et équivalent de trésorerie          | 1 %          | 3 %          |
| Autres                                          | 15 %         | 12 %         |

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 28 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 48 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a baissé de 3 % par rapport au 31 décembre 2016.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## 31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

| (en millions d'euros)                              | Flux aux conditions économiques de fin de période | Montants provisionnés en valeur actualisée |
|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| À moins d'un an                                    | 256                                               | 255                                        |
| D'un à cinq ans                                    | 1 043                                             | 1 004                                      |
| De cinq à dix ans                                  | 1 480                                             | 1 292                                      |
| À plus de dix ans                                  | 13 443                                            | 6 405                                      |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS</b> | <b>16 222</b>                                     | <b>8 956</b>                               |

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 293 millions d'euros pour l'exercice 2018 (278 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés). La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 21,0 ans au 31 décembre 2017.

## 31.3.6 Hypothèses actuarielles

| (en %)                                                           | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|------------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs <sup>(1)</sup> | 2,56 %     | 2,76 %     |
| Taux d'inflation                                                 | 3,00 %     | 3,05 %     |
| Taux d'augmentation des salaires                                 | 2,40 %     | 2,45 %     |

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

## 31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

| (en %)                                                                                                     | 31/12/2017        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation             | - 4,8 % / + 5,3 % |
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires | + 0,5 % / - 0,5 % |
| Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation                 | + 3,6 % / - 3,7 % |

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                            | 31/12/2016   | Augmentations | Diminutions          |                                                 | Mouvements de périmètre <sup>(1)</sup> | Autres mouvements | 31/12/2017   |
|------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|----------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------|--------------|
|                                                                  |              |               | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet |                                        |                   |              |
| Provisions pour risques liés aux filiales et participations      | 1 037        | -             | (122)                | (18)                                            | 6                                      | 10                | 913          |
| Provisions pour risques fiscaux                                  | 518          | 90            | (27)                 | (8)                                             | 1                                      | (1)               | 573          |
| Provisions pour litiges                                          | 532          | 87            | (23)                 | (13)                                            | 1                                      | 5                 | 589          |
| Provisions pour contrats onéreux et pertes à terminaison         | 342          | 47            | (94)                 | (93)                                            | 63                                     | 8                 | 273          |
| Provisions liées aux dispositifs environnementaux <sup>(2)</sup> | 834          | 1 239         | (1 172)              | (3)                                             | -                                      | 3                 | 901          |
| Autres provisions pour risques et charges <sup>(3)</sup>         | 1 286        | 451           | (417)                | (115)                                           | 430                                    | 1                 | 1 636        |
| <b>TOTAL</b>                                                     | <b>4 549</b> | <b>1 914</b>  | <b>(1 855)</b>       | <b>(250)</b>                                    | <b>501</b>                             | <b>26</b>         | <b>4 885</b> |

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

(2) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abandons sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

(3) Les mouvements de périmètre sont principalement constitués de l'acquisition de Framatome (voir note 3.2).

#### NOTE 33 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                                       | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Contre-valeur des biens <sup>(1)</sup>                                                      | 47 813        | 46 497        |
| Financement concessionnaire non amorti                                                      | (24 172)      | (23 160)      |
| <b>Droits sur biens existants – valeurs nettes</b>                                          | <b>23 641</b> | <b>23 337</b> |
| Amortissement du financement du concédant                                                   | 13 149        | 12 613        |
| Provisions pour renouvellement                                                              | 9 533         | 9 742         |
| <b>Droits sur biens à renouveler</b>                                                        | <b>22 682</b> | <b>22 355</b> |
| <b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b> | <b>46 323</b> | <b>45 692</b> |

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 144 millions d'euros (143 millions d'euros en 2016).

#### NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

| (en millions d'euros)                                     | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|-----------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading | 10 738        | 9 770         |
| Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading    | 3 256         | 3 261         |
| <b>DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS</b>           | <b>13 994</b> | <b>13 031</b> |

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 35 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Avances et acomptes reçus                            | 8 387         | 7 793         |
| Fournisseurs d'immobilisations                       | 3 711         | 3 247         |
| Dettes fiscales                                      | 7 014         | 7 098         |
| Dettes sociales                                      | 4 171         | 4 010         |
| Produits constatés d'avances sur contrats long terme | 3 606         | 3 438         |
| Autres produits constatés d'avance                   | 499           | 729           |
| Autres dettes <sup>(1)</sup>                         | 2 436         | 2 909         |
| <b>AUTRES CRÉDITEURS</b>                             | <b>29 824</b> | <b>29 224</b> |
| dont part non courante                               | 4 864         | 4 810         |
| dont part courante                                   | 24 960        | 24 414        |

(1) Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues pour 348 millions d'euros en 2017 (417 millions d'euros en 2016).

## 35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2017, les avances et acomptes reçus comprennent :

- les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 568 millions d'euros (6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016) ;
- les paiements faits par les clients de Framatome pour 738 millions d'euros.

## 35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2017, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 562 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 633 millions d'euros au 31 décembre 2016).

## 35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2017, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 711 millions d'euros (1 822 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exelbium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

## ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

### NOTE 36 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

#### 36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

| (en millions d'euros)                                                           | 31/12/2017    |               |               | 31/12/2016    |               |               |
|---------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                                                 | Courant       | Non courant   | Total         | Courant       | Non courant   | Total         |
| Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat | 2 614         | -             | 2 614         | 3 813         | -             | 3 813         |
| Actifs financiers disponibles à la vente                                        | 19 312        | 21 612        | 40 924        | 22 402        | 17 888        | 40 290        |
| Juste valeur positive des dérivés de couverture                                 | 837           | 2 743         | 3 580         | 2 157         | 3 899         | 6 056         |
| Prêts et créances financières                                                   | 2 190         | 12 432        | 14 622        | 1 614         | 13 342        | 14 956        |
| <b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS <sup>(1)</sup></b>                | <b>24 953</b> | <b>36 787</b> | <b>61 740</b> | <b>29 986</b> | <b>35 129</b> | <b>65 115</b> |

(1) Dont dépréciation pour (547) millions d'euros au 31 décembre 2017 ((566) millions d'euros au 31 décembre 2016).

#### 36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

##### 36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

| (en millions d'euros)                                                                 | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|---------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Juste valeur positive des dérivés de transaction                                      | 2 614        | 3 813        |
| Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction                  | -            | -            |
| <b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b> | <b>2 614</b> | <b>3 813</b> |

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

##### 36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

| (en millions d'euros)                           | 31/12/2017             |                  |               | 31/12/2016             |                  |               |
|-------------------------------------------------|------------------------|------------------|---------------|------------------------|------------------|---------------|
|                                                 | Actions <sup>(1)</sup> | Titres de dettes | Total         | Actions <sup>(1)</sup> | Titres de dettes | Total         |
| Actifs dédiés d'EDF                             | 11 462                 | 9 386            | 20 848        | 9 201                  | 7 766            | 16 967        |
| Actifs liquides                                 | 3 145                  | 15 818           | 18 963        | 4 507                  | 17 759           | 22 266        |
| Autres titres                                   | 1 007                  | 106              | 1 113         | 944                    | 113              | 1 057         |
| <b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b> | <b>15 614</b>          | <b>25 310</b>    | <b>40 924</b> | <b>14 652</b>          | <b>25 638</b>    | <b>40 290</b> |

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                          | 2017                                                                           |                                                                          | 2016                                                                           |                                                                          |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
|                                                                | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup> | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup> |
| Actifs dédiés d'EDF                                            | 807                                                                            | 673                                                                      | 760                                                                            | 488                                                                      |
| Actifs liquides                                                | 22                                                                             | 34                                                                       | 63                                                                             | 12                                                                       |
| Autres titres                                                  | (5)                                                                            | 10                                                                       | (5)                                                                            | -                                                                        |
| <b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE <sup>(1)</sup></b> | <b>824</b>                                                                     | <b>717</b>                                                               | <b>818</b>                                                                     | <b>500</b>                                                               |

(1) +/(-) : augmentation(diminution) des capitaux propres – part du Groupe

(2) +/(-) : augmentation(diminution) du résultat – part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2017 et 2016 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2017.

**ÉTATS FINANCIERS**  
Actifs et passifs financiers**36.2.2.1 Actifs dédiés**

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

**36.2.2.2 Actifs liquides**

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 955 millions d'euros au 31 décembre 2016).

**36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES**

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

| (en millions d'euros)                                    | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|----------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF | 8 650         | 8 743         |
| Prêts et créances financières – CSPE <sup>(1)</sup>      | 3 294         | 4 185         |
| Autres prêts et créances financières                     | 2 678         | 2 028         |
| <b>PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES</b>                     | <b>14 622</b> | <b>14 956</b> |

(1) Dont 3 294 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2017 (4 185 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

■ les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent;

■ la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2016 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 954 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie.

**6.****36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS**

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

**36.4.1 Au 31 décembre 2017**

| (en millions d'euros)                    | 31/12/2016 | Augmentations nettes | Variations de juste valeur | Effet de l'actualisation | Mouvements de périmètre | Écarts de conversion | Autres mouvements | 31/12/2017 |
|------------------------------------------|------------|----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------|------------|
| Actifs financiers disponibles à la vente | 40 290     | 344                  | 588                        | -                        | 144                     | (137)                | (305)             | 40 924     |
| Prêts et créances financières            | 14 956     | (979)                | -                          | 442                      | 174                     | (377)                | 406               | 14 622     |

Les augmentations nettes relatives aux prêts et créances financières induent à hauteur de (890) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (916 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016).

**36.4.2 Au 31 décembre 2016**

| (en millions d'euros)                    | 31/12/2015 | Augmentations nettes | Variations de juste valeur | Effet de l'actualisation | Mouvements de périmètre | Écarts de conversion | Autres mouvements | 31/12/2016 |
|------------------------------------------|------------|----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------|------------|
| Actifs financiers disponibles à la vente | 34 333     | 5 079                | 894                        | -                        | 12                      | 110                  | (138)             | 40 290     |
| Prêts et créances financières            | 16 913     | (2 908)              | -                          | 403                      | 221                     | (1 387)              | 1 714             | 14 956     |

## 6. ETATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

### NOTE 37 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

| (en millions d'euros)                          | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Disponibilités                                 | 3 328        | 2 651        |
| Équivalents de trésorerie <sup>(1)</sup>       | 364          | 242          |
| Comptes courants financiers                    | -            | -            |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b> | <b>3 692</b> | <b>2 893</b> |

(1) Dont part à la juste valeur pour 364 millions d'euros au 31 décembre 2017 (235 millions d'euros au 31 décembre 2016).

#### Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 298 millions d'euros au 31 décembre 2017 (243 millions d'euros au 31 décembre 2016) (voir note 1.3.26).

ÉTATS FINANCIERS  
Actifs et passifs financiers

## NOTE 38 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

## 38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

| (en millions d'euros)                            | 31/12/2017    |               |               | 31/12/2016    |               |               |
|--------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                  | Non courant   | Courant       | Total         | Non courant   | Courant       | Total         |
| Emprunts et dettes financières                   | 49 734        | 7 112         | 56 846        | 52 992        | 12 203        | 65 195        |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction | -             | 2 787         | 2 787         | -             | 4 485         | 4 485         |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture  | 1 631         | 1 243         | 2 874         | 1 284         | 1 601         | 2 885         |
| <b>PASSIFS FINANCIERS</b>                        | <b>51 365</b> | <b>11 142</b> | <b>62 507</b> | <b>54 276</b> | <b>18 289</b> | <b>72 565</b> |

## 38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

## 38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

| (en millions d'euros)       | Emprunts obligataires | Emprunts auprès des établissements de crédit | Autres dettes financières | Emprunts liés aux biens reçus en location financement | Intérêts courus | Total         |
|-----------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------|---------------|
| <b>Soldes au 31/12/2016</b> | <b>51 864</b>         | <b>4 180</b>                                 | <b>7 380</b>              | <b>420</b>                                            | <b>1 351</b>    | <b>65 195</b> |
| Augmentations               | 1 509                 | 365                                          | 1 027                     | -                                                     | 121             | 3 022         |
| Diminutions                 | (3 033)               | (301)                                        | (3 219)                   | (57)                                                  | (129)           | (6 739)       |
| Écarts de conversion        | (625)                 | (94)                                         | (127)                     | -                                                     | (3)             | (849)         |
| Mouvements de périmètre     | 4                     | (1 187)                                      | 49                        | -                                                     | (2)             | (1 136)       |
| Variations de juste valeur  | (2 396)               | -                                            | (251)                     | 4                                                     | -               | (2 643)       |
| Autres mouvements           | 2                     | 131                                          | (134)                     | 1                                                     | (4)             | (4)           |
| <b>SOLDES AU 31/12/2017</b> | <b>47 325</b>         | <b>3 094</b>                                 | <b>4 725</b>              | <b>368</b>                                            | <b>1 334</b>    | <b>56 846</b> |

Les augmentations/diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le Tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 306 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

| (en millions d'euros)                       | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------|---------------|---------------|
| EDF et autres filiales liées <sup>(1)</sup> | 44 367        | 52 811        |
| EDF Energy <sup>(2)</sup>                   | 6 118         | 5 268         |
| EDF Énergies Nouvelles                      | 5 276         | 4 642         |
| Edison <sup>(3)</sup>                       | 241           | 1 214         |
| Autres entités                              | 844           | 1 260         |
| <b>TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b> | <b>56 846</b> | <b>65 195</b> |

(1) Enedis, EDF P&L, EDF International, EDF Holding SAS, C3, C25 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2017, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

Au 31 décembre 2017, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

| Type d'emprunt<br>(en millions de devises) | Entité | Date<br>d'émission <sup>(1)</sup> | Échéance | Montant de<br>l'émission | Devise | Taux   |
|--------------------------------------------|--------|-----------------------------------|----------|--------------------------|--------|--------|
| Euro MTN                                   | EDF    | 02/2008                           | 02/2018  | 1 500                    | EUR    | 5,00 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2009                           | 01/2019  | 2 000                    | USD    | 6,50 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2014                           | 01/2019  | 1 250                    | USD    | 2,15 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2010                           | 01/2020  | 1 400                    | USD    | 4,60 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 05/2008                           | 05/2020  | 1 200                    | EUR    | 5,38 % |
| Obligataire                                | EDF    | 10/2015                           | 10/2020  | 1 500                    | USD    | 2,35 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 01/2009                           | 01/2021  | 2 000                    | EUR    | 6,25 % |
| Euro MTN (green bond)                      | EDF    | 11/2013                           | 04/2021  | 1 400                    | EUR    | 2,25 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 01/2012                           | 01/2022  | 2 000                    | EUR    | 3,88 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 09/2012                           | 03/2023  | 2 000                    | EUR    | 2,75 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 09/2009                           | 09/2024  | 2 500                    | EUR    | 4,63 % |
| Obligataire (green bond)                   | EDF    | 10/2015                           | 10/2025  | 1 250                    | USD    | 3,63 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 11/2010                           | 11/2025  | 750                      | EUR    | 4,00 % |
| Euro MTN (green bond)                      | EDF    | 10/2016                           | 10/2026  | 1 750                    | EUR    | 1,00 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2017                           | 01/2027  | 107 900                  | JPY    | 1,09 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 03/2012                           | 03/2027  | 1 000                    | EUR    | 4,13 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 04/2010                           | 04/2030  | 1 500                    | EUR    | 4,63 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 07/2001                           | 07/2031  | 650                      | GBP    | 5,88 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 02/2003                           | 02/2033  | 850                      | EUR    | 5,63 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 06/2009                           | 06/2034  | 1 500                    | GBP    | 6,13 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 10/2016                           | 10/2036  | 750                      | EUR    | 1,88 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2009                           | 01/2039  | 1 750                    | USD    | 6,95 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 11/2010                           | 11/2040  | 750                      | EUR    | 4,50 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 10/2011                           | 10/2041  | 1 250                    | GBP    | 5,50 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2014                           | 01/2044  | 1 000                    | USD    | 4,88 % |
| Obligataire                                | EDF    | 10/2015                           | 10/2045  | 1 500                    | USD    | 4,75 % |
| Obligataire                                | EDF    | 10/2015                           | 10/2045  | 1 150                    | USD    | 4,95 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 09/2010                           | 09/2050  | 1 000                    | GBP    | 5,13 % |
| Euro MTN                                   | EDF    | 10/2016                           | 10/2056  | 2 164                    | USD    | 4,99 % |
| Obligataire                                | EDF    | 01/2014                           | 01/2114  | 1 350                    | GBP    | 6,00 % |

(1) Date de réception des fonds.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») (voir note 3.5).

Au 31 décembre 2017, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

**ÉTATS FINANCIERS**  
Actifs et passifs financiers

**38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières**

**AU 31 DÉCEMBRE 2017**

| (en millions d'euros)                               | Emprunts obligataires | Emprunts auprès des établissements de crédit | Autres dettes financières | Emprunts liés aux biens reçus en location financement | Intérêts courus | Total         |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------|---------------|
| À moins d'un an                                     | 1 557                 | 549                                          | 3 881                     | 52                                                    | 1 073           | 7 112         |
| Entre un et cinq ans                                | 13 021                | 653                                          | 50                        | 147                                                   | 71              | 13 942        |
| À plus de cinq ans                                  | 32 747                | 1 892                                        | 794                       | 169                                                   | 190             | 35 792        |
| <b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2017</b> | <b>47 325</b>         | <b>3 094</b>                                 | <b>4 725</b>              | <b>368</b>                                            | <b>1 334</b>    | <b>56 846</b> |

**AU 31 DÉCEMBRE 2016**

| (en millions d'euros)                               | Emprunts obligataires | Emprunts auprès des établissements de crédit | Autres dettes financières | Emprunts liés aux biens reçus en location financement | Intérêts courus | Total         |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------|---------------|
| À moins d'un an                                     | 2 913                 | 1 780                                        | 6 332                     | 51                                                    | 1 127           | 12 203        |
| Entre un et cinq ans                                | 12 386                | 526                                          | 109                       | 168                                                   | 52              | 13 241        |
| À plus de cinq ans                                  | 36 565                | 1 874                                        | 939                       | 201                                                   | 172             | 39 751        |
| <b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2016</b> | <b>51 864</b>         | <b>4 180</b>                                 | <b>7 380</b>              | <b>420</b>                                            | <b>1 351</b>    | <b>65 195</b> |

**6.**

**38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise**

|                                              | 31/12/2017                     |                                                        |                                        | 31/12/2016                     |                                                        |                                        |
|----------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| (en millions d'euros)                        | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup> | Structure de la dette après couverture | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup> | Structure de la dette après couverture |
| Emprunts libellés en euro (EUR)              | 27 609                         | 18 454                                                 | 46 063                                 | 31 204                         | 20 220                                                 | 51 424                                 |
| Emprunts libellés en dollar américain (USD)  | 17 224                         | (14 752)                                               | 2 472                                  | 22 239                         | (19 314)                                               | 2 925                                  |
| Emprunts libellés en livre britannique (GBP) | 9 495                          | (2 331)                                                | 7 164                                  | 9 824                          | (827)                                                  | 8 997                                  |
| Emprunts libellés dans d'autres devises      | 2 518                          | (1 371)                                                | 1 147                                  | 1 928                          | (79)                                                   | 1 849                                  |
| <b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>        | <b>56 846</b>                  | <b>-</b>                                               | <b>56 846</b>                          | <b>65 195</b>                  | <b>-</b>                                               | <b>65 195</b>                          |

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

**38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux**

|                                       | 31/12/2017                     |                                   |                              | 31/12/2016                     |                                   |                              |
|---------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| (en millions d'euros)                 | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments dérivés | Structure finale de la dette | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments dérivés | Structure finale de la dette |
| Emprunts à taux fixe                  | 52 900                         | (21 469)                          | 31 431                       | 58 650                         | (23 710)                          | 34 940                       |
| Emprunts à taux variable              | 3 946                          | 21 469                            | 25 415                       | 6 545                          | 23 710                            | 30 255                       |
| <b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b> | <b>56 846</b>                  | <b>-</b>                          | <b>56 846</b>                | <b>65 195</b>                  | <b>-</b>                          | <b>65 195</b>                |

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

#### 38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016).

|                             | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|-----------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                             | Échéances  |        |           |         |            |
| (en millions d'euros)       | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total      |
| LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES | 11 943     | 2 149  | 9 759     | 35      | 11 709     |

#### 38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener

à une renégociation des conditions d'octroi du prêt, et éventuellement un remboursement anticipé volontaire de la part de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2017 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

#### 38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

| (en millions d'euros)                                      | Notes  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|------------------------------------------------------------|--------|---------------|---------------|
| Emprunts et dettes financières                             | 38.2.1 | 56 846        | 65 195        |
| Dérivés de couvertures des dettes                          | 41     | (1 176)       | (3 965)       |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie                    | 37     | (3 692)       | (2 893)       |
| Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides | 36.2.2 | (18 963)      | (22 266)      |
| Endettement financier net des actifs destinés à être cédés |        | -             | 1 354         |
| <b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>                           |        | <b>33 015</b> | <b>37 425</b> |



ÉTATS FINANCIERS  
Actifs et passifs financiersNOTE 39 AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS  
ET PASSIFS FINANCIERS

## 39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

## 39.1.1 Au 31 décembre 2017

| (en millions d'euros)                                                                         | Valeur au bilan | Juste valeur  | Niveau 1<br>Cours cotés<br>non ajustés | Niveau 2<br>Données<br>observables | Niveau 3<br>Données<br>non<br>observables |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------|----------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|
| Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat <sup>(1)</sup> | 2 614           | 2 614         | 233                                    | 2 252                              | 129                                       |
| Actifs financiers disponibles à la vente                                                      | 40 924          | 40 924        | 2 499                                  | 37 792                             | 633                                       |
| Juste valeur positive des dérivés de couverture                                               | 3 580           | 3 580         | 21                                     | 3 559                              | -                                         |
| Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur                                            | 364             | 364           | 198                                    | 166                                | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN</b>                               | <b>47 482</b>   | <b>47 482</b> | <b>2 951</b>                           | <b>43 769</b>                      | <b>762</b>                                |
| Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF                                      | 8 650           | 8 650         | -                                      | 8 650                              | -                                         |
| Prêts et créances financières – CSPE                                                          | 3 294           | 3 349         | -                                      | 3 349                              | -                                         |
| Autres prêts et créances financières                                                          | 2 678           | 2 678         | -                                      | 2 678                              | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI</b>                                   | <b>14 622</b>   | <b>14 677</b> | <b>-</b>                               | <b>14 677</b>                      | <b>-</b>                                  |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture                                               | 2 874           | 2 874         | 75                                     | 2 799                              | -                                         |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction                                              | 2 787           | 2 787         | 200                                    | 2 467                              | 120                                       |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN</b>                              | <b>5 661</b>    | <b>5 661</b>  | <b>275</b>                             | <b>5 266</b>                       | <b>120</b>                                |
| Emprunts et dettes financières <sup>(2)</sup>                                                 | 56 846          | 63 334        | -                                      | 63 334                             | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI</b>                                  | <b>56 846</b>   | <b>63 334</b> | <b>-</b>                               | <b>63 334</b>                      | <b>-</b>                                  |

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 2 614 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

## 39.1.2 Au 31 décembre 2016

| (en millions d'euros)                                                                         | Valeur au bilan | Juste valeur  | Niveau 1<br>Cours cotés<br>non ajustés | Niveau 2<br>Données<br>observables | Niveau 3<br>Données<br>non<br>observables |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------|----------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|
| Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat <sup>(1)</sup> | 3 813           | 3 813         | 220                                    | 3 337                              | 256                                       |
| Actifs financiers disponibles à la vente                                                      | 40 290          | 40 290        | 1 799                                  | 37 895                             | 596                                       |
| Juste valeur positive des dérivés de couverture                                               | 6 056           | 6 056         | 7                                      | 6 049                              | -                                         |
| Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur                                            | 235             | 235           | 141                                    | 94                                 | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN</b>                               | <b>50 394</b>   | <b>50 394</b> | <b>2 167</b>                           | <b>47 375</b>                      | <b>852</b>                                |
| Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF                                      | 8 743           | 8 743         | -                                      | 8 743                              | -                                         |
| Prêts et créances financières – CSPE                                                          | 4 185           | 4 288         | -                                      | 4 288                              | -                                         |
| Autres prêts et créances financières                                                          | 2 028           | 2 028         | -                                      | 2 028                              | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI</b>                                   | <b>14 956</b>   | <b>15 059</b> | <b>-</b>                               | <b>15 059</b>                      | <b>-</b>                                  |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture                                               | 2 885           | 2 885         | 105                                    | 2 775                              | 5                                         |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction                                              | 4 485           | 4 485         | 216                                    | 4 046                              | 223                                       |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN</b>                              | <b>7 370</b>    | <b>7 370</b>  | <b>321</b>                             | <b>6 821</b>                       | <b>228</b>                                |
| Emprunts et dettes financières <sup>(2)</sup>                                                 | 65 195          | 70 682        | -                                      | 70 682                             | -                                         |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI</b>                                  | <b>65 195</b>   | <b>70 682</b> | <b>-</b>                               | <b>70 682</b>                      | <b>-</b>                                  |

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 813 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

#### 39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

##### 39.2.1 Au 31 décembre 2017

| (en millions d'euros)             | Solde au bilan | Solde sans compensation | Solde avec compensation selon IAS 32           |                                                        |                                                       | Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32 |                                         |             |
|-----------------------------------|----------------|-------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|
|                                   |                |                         | Montant brut comptabilisé (avant compensation) | Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32 | Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32 | Montant des instruments financiers                                                          | Juste valeur des collatéraux financiers | Montant net |
| Juste valeur des dérivés – actif  | 6 194          | 234                     | 11 067                                         | (5 107)                                                | 5 960                                                 | (1 652)                                                                                     | (1 073)                                 | 3 235       |
| Juste valeur des dérivés – passif | (5 661)        | (844)                   | (9 924)                                        | 5 107                                                  | (4 817)                                               | 1 652                                                                                       | 768                                     | (2 397)     |

##### 39.2.2 Au 31 décembre 2016

| (en millions d'euros)             | Solde au bilan | Solde sans compensation | Solde avec compensation selon IAS 32           |                                                        |                                                       | Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32 |                                         |             |
|-----------------------------------|----------------|-------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|
|                                   |                |                         | Montant brut comptabilisé (avant compensation) | Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32 | Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32 | Montant des instruments financiers                                                          | Juste valeur des collatéraux financiers | Montant net |
| Juste valeur des dérivés – actif  | 9 869          | 5 043                   | 10 741                                         | (5 915)                                                | 4 826                                                 | (1 689)                                                                                     | (2 303)                                 | 834         |
| Juste valeur des dérivés – passif | (7 370)        | (5 240)                 | (8 045)                                        | 5 915                                                  | (2 130)                                               | 1 689                                                                                       | 56                                      | (385)       |

ÉTATS FINANCIERS  
Actifs et passifs financiers

## NOTE 40 GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

## ■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

## ■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

## ■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

- risques de change : chapitre 5.1.6.1.3,
- risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4,
- risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- risques de liquidité :
  - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2,
  - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
  - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
  - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44 ;
- risques de change :
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque actions/Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du document de référence) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5,
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
  - gestion de trésorerie long terme,
  - titres de participation directe ;
- risques de taux :
  - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.2,
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres,
  - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

#### NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements

nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

| (en millions d'euros)                                                        | Notes  | 31/12/2017 | 31/12/2016   |
|------------------------------------------------------------------------------|--------|------------|--------------|
| Juste valeur positive des dérivés de couverture                              | 36.1   | 3 580      | 6 056        |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture                              | 38.1   | (2 874)    | (2 885)      |
| <b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>                                |        | <b>706</b> | <b>3 171</b> |
| Instruments dérivés de couverture de taux                                    | 41.4.1 | 1 689      | 2 023        |
| Instruments dérivés de couverture de change                                  | 41.4.2 | (606)      | 2 122        |
| Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie | 41.4.3 | (411)      | (995)        |
| Couvertures de juste valeur liées aux matières premières                     | 41.5   | 34         | 21           |

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

| (en millions d'euros)                                                  | Notes | 31/12/2017 | 31/12/2016   |
|------------------------------------------------------------------------|-------|------------|--------------|
| Juste valeur des dérivés de couverture de dettes                       | 38.3  | 1 176      | 3 965        |
| Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger |       | 90         | 14           |
| Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)     |       | (560)      | (808)        |
| <b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>                          |       | <b>706</b> | <b>3 171</b> |

##### 41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2017, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 37 millions d'euros induit dans le résultat financier (perte de (11) millions d'euros en 2016).

##### 41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2017 est nul (montant nul en 2016).

##### 41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des swaps de change et du change à terme.



ÉTATS FINANCIERS  
Actifs et passifs financiers

#### 41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

|                                                            | 2017                                                                           |                                                                                    |                                                                        | 2016                                                                           |                                                                                    |                                                                        |
|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| (en millions d'euros)                                      | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup> | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité |
| Couverture de taux                                         | 31                                                                             | -                                                                                  | -                                                                      | 6                                                                              | -                                                                                  | 1                                                                      |
| Couverture de change                                       | (1 588)                                                                        | (1 331)                                                                            | (3)                                                                    | 70                                                                             | 288                                                                                | (4)                                                                    |
| Couverture d'investissement net à l'étranger               | 518                                                                            | (120)                                                                              | -                                                                      | 1 352                                                                          | -                                                                                  | -                                                                      |
| Couverture de matières premières                           | (613)                                                                          | (1 714)                                                                            | 5                                                                      | (489)                                                                          | 361                                                                                | 31                                                                     |
| <b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE <sup>(3)</sup></b> | <b>(1 652)</b>                                                                 | <b>(3 165)</b>                                                                     | <b>2</b>                                                               | <b>939</b>                                                                     | <b>649</b>                                                                         | <b>28</b>                                                              |

(1) +(-) : augmentation(diminution) des capitaux propres part du Groupe

(2) +(-) : augmentation(diminution) du résultat part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

##### 41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

|                                                  | Notionnel au 31/12/2017 |               |               |               | Notionnel au 31/12/2016 | Juste valeur |              |
|--------------------------------------------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------|-------------------------|--------------|--------------|
| (en millions d'euros)                            | < 1 an                  | 1 à 5 ans     | > 5 ans       | Total         | Total                   | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
| Payeur fixe/receveur variable                    | 106                     | 711           | 331           | 1 148         | 1 342                   | (75)         | (62)         |
| Payeur variable/receveur fixe                    | -                       | 4 769         | 17 971        | 22 740        | 24 906                  | 1 928        | 2 299        |
| Variable/variable                                | -                       | -             | 1 252         | 1 252         | 2 022                   | (9)          | 4            |
| Fixe/fixe                                        | 528                     | 5 269         | 4 265         | 10 062        | 10 327                  | (155)        | (218)        |
| Swaps de taux                                    | 634                     | 10 749        | 23 819        | 35 202        | 38 597                  | 1 689        | 2 023        |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b> | <b>634</b>              | <b>10 749</b> | <b>23 819</b> | <b>35 202</b> | <b>38 597</b>           | <b>1 689</b> | <b>2 023</b> |

La juste valeur des cross currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

Le notionnel des cross currency swaps est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

##### 41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

###### AU 31 DÉCEMBRE 2017

|                                                    | Notionnel à recevoir au 31/12/2017 |               |               |               | Notionnel à livrer au 31/12/2017 |               |               |               | Juste valeur |
|----------------------------------------------------|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| (en millions d'euros)                              | < 1 an                             | 1 à 5 ans     | > 5 ans       | Total         | < 1 an                           | 1 à 5 ans     | > 5 ans       | Total         | 31/12/2017   |
| Change à terme                                     | 2 478                              | 518           | -             | 2 996         | 2 475                            | 514           | -             | 2 989         | -            |
| Swaps                                              | 12 469                             | 10 614        | 12 724        | 35 807        | 12 592                           | 10 384        | 13 155        | 36 131        | (606)        |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b> | <b>14 947</b>                      | <b>11 132</b> | <b>12 724</b> | <b>38 803</b> | <b>15 067</b>                    | <b>10 898</b> | <b>13 155</b> | <b>39 120</b> | <b>(606)</b> |

###### AU 31 DÉCEMBRE 2016

|                                                    | Notionnel à recevoir au 31/12/2016 |               |               |               | Notionnel à livrer au 31/12/2016 |               |               |               | Juste valeur |
|----------------------------------------------------|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| (en millions d'euros)                              | < 1 an                             | 1 à 5 ans     | > 5 ans       | Total         | < 1 an                           | 1 à 5 ans     | > 5 ans       | Total         | 31/12/2016   |
| Change à terme                                     | 1 600                              | 730           | -             | 2 330         | 1 589                            | 718           | -             | 2 307         | 26           |
| Swaps                                              | 15 030                             | 11 027        | 13 703        | 39 760        | 14 304                           | 10 107        | 12 782        | 37 193        | 2 096        |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b> | <b>16 630</b>                      | <b>11 757</b> | <b>13 703</b> | <b>42 090</b> | <b>15 893</b>                    | <b>10 825</b> | <b>12 782</b> | <b>39 500</b> | <b>2 122</b> |

Le notionnel des cross currency swaps qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

#### 41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

| (en millions d'euros)                                       | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|-------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Contrats de couverture d'électricité                        | (916)        | (2 610)      |
| Contrats de couverture de gaz                               | 69           | (316)        |
| Contrats de couverture de charbon                           | 36           | 9            |
| Contrats de couverture des produits pétroliers              | 149          | 2 007        |
| Contrats de couverture de droits d'émission CO <sub>2</sub> | 49           | 421          |
| <b>VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS</b>              | <b>(613)</b> | <b>(489)</b> |

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

| (en millions d'euros)                                       | 31/12/2017     | 31/12/2016 |
|-------------------------------------------------------------|----------------|------------|
| Contrats de couverture d'électricité                        | (1 744)        | 1 276      |
| Contrats de couverture de gaz                               | 50             | (943)      |
| Contrats de couverture de charbon                           | 31             | (72)       |
| Contrats de couverture des produits pétroliers              | (66)           | 86         |
| Contrats de couverture de droits d'émission CO <sub>2</sub> | 15             | 14         |
| <b>MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS</b>         | <b>(1 714)</b> | <b>361</b> |

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                               | Unités de mesure          | 31/12/2017      |               |         |               | 31/12/2016   |                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------|---------------|---------|---------------|--------------|-----------------|
|                                                                                     |                           | Notionnels nets |               |         |               |              |                 |
|                                                                                     |                           | < 1 an          | 1 à 5 ans     | > 5 ans | Total         | Juste valeur | Notionnels nets |
| Swaps                                                                               |                           | 2               | -             | -       | 2             | 58           | 5               |
| Forwards/futures                                                                    |                           | (2)             | (70)          | -       | (72)          | (688)        | (89)            |
| <b>Électricité</b>                                                                  | <b>Térawattheures</b>     | -               | <b>(70)</b>   | -       | <b>(70)</b>   | <b>(630)</b> | <b>(84)</b>     |
| Swaps                                                                               |                           | (193)           | (40)          | -       | (233)         | (16)         | (531)           |
| Forwards/futures                                                                    |                           | 1 052           | 399           | -       | 1 451         | 65           | 1 685           |
| <b>Gaz</b>                                                                          | <b>Millions de therms</b> | <b>859</b>      | <b>359</b>    | -       | <b>1 218</b>  | <b>49</b>    | <b>1 154</b>    |
| Swaps                                                                               |                           | 8 528           | 5 647         | -       | 14 175        | 109          | 25 158          |
| Options                                                                             |                           | 379             | -             | -       | 379           | 2            | -               |
| <b>Produits pétroliers</b>                                                          | <b>Milliers de barils</b> | <b>8 907</b>    | <b>5 647</b>  | -       | <b>14 554</b> | <b>111</b>   | <b>25 158</b>   |
| Swaps                                                                               |                           | -               | -             | -       | -             | 40           | -               |
| <b>Charbon</b>                                                                      | <b>Millions de tonnes</b> | -               | -             | -       | -             | <b>40</b>    | -               |
| Swaps                                                                               |                           | -               | -             | -       | -             | -            | -               |
| Forwards/futures                                                                    |                           | 5 821           | 13 755        | -       | 19 576        | 19           | 21 702          |
| <b>CO<sub>2</sub></b>                                                               | <b>Milliers de tonnes</b> | <b>5 821</b>    | <b>13 755</b> | -       | <b>19 576</b> | <b>19</b>    | <b>21 702</b>   |
| <b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE</b> |                           |                 |               |         |               | <b>(411)</b> | <b>(995)</b>    |

#### 41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                         | Unités de mesure   | 31/12/2017      |              | 31/12/2016      |              |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
|                                                                               |                    | Notionnels nets | Juste valeur | Notionnels nets | Juste valeur |
| Charbon et fret                                                               | Millions de tonnes | 4               | 3            | 4               | 3            |
| Gaz                                                                           | Millions de therms | (583)           | 31           | (307)           | 18           |
| <b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR</b> |                    |                 | <b>34</b>    |                 | <b>21</b>    |

ÉTATS FINANCIERS  
Actifs et passifs financiers

## NOTE 42 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

| (en millions d'euros)                                           | Notes  | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|-----------------------------------------------------------------|--------|--------------|--------------|
| Juste valeur positive des dérivés de transaction                | 36.2.1 | 2 614        | 3 813        |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction                | 38.1   | (2 787)      | (4 485)      |
| <b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION</b>                  |        | <b>(173)</b> | <b>(672)</b> |
| Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction   | 42.1   | (33)         | (55)         |
| Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction | 42.2   | 73           | (179)        |
| Contrats de matières premières non qualifiés de couverture      | 42.3   | (213)        | (438)        |

## 42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

| (en millions d'euros)                                                | Notionnel au 31/12/2017 |              |              |              | Notionnel au 31/12/2016 | Juste valeur |             |
|----------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------------|-------------|
|                                                                      | < 1 an                  | 1 à 5 ans    | > 5 ans      | Total        | Total                   | 31/12/2017   | 31/12/2016  |
| Achats d'options                                                     | -                       | -            | 519          | 519          | 517                     | 15           | 22          |
| <b>Opérations sur taux d'intérêt</b>                                 | -                       | -            | <b>519</b>   | <b>519</b>   | <b>517</b>              | <b>15</b>    | <b>22</b>   |
| Payeur fixe/receveur variable                                        | 1 366                   | 1 280        | 332          | 2 978        | 742                     | (42)         | (77)        |
| Payeur variable/receveur fixe                                        | -                       | 330          | 86           | 416          | 406                     | (8)          | (2)         |
| Variable/variable                                                    | -                       | 351          | -            | 351          | 910                     | 1            | 1           |
| Fixe/fixe                                                            | 194                     | 70           | 74           | 338          | 418                     | 1            | 1           |
| <b>Swaps de taux</b>                                                 | <b>1 560</b>            | <b>2 031</b> | <b>492</b>   | <b>4 083</b> | <b>2 476</b>            | <b>(48)</b>  | <b>(77)</b> |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b> | <b>1 560</b>            | <b>2 031</b> | <b>1 011</b> | <b>4 602</b> | <b>2 993</b>            | <b>(33)</b>  | <b>(55)</b> |

6.

## 42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

## AU 31 DÉCEMBRE 2017

| (en millions d'euros)                                                  | Notionnel à recevoir au 31/12/2017 |              |           |               | Notionnel à livrer au 31/12/2017 |              |           |               | Juste valeur |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------|-----------|---------------|----------------------------------|--------------|-----------|---------------|--------------|
|                                                                        | < 1 an                             | 1 à 5 ans    | > 5 ans   | Total         | < 1 an                           | 1 à 5 ans    | > 5 ans   | Total         | 31/12/2017   |
| Change à terme                                                         | 2 438                              | 1 079        | 8         | 3 525         | 2 443                            | 1 089        | 9         | 3 541         | (23)         |
| Swaps                                                                  | 11 986                             | 4 823        | 74        | 16 883        | 11 960                           | 4 764        | 73        | 16 797        | 96           |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b> | <b>14 424</b>                      | <b>5 902</b> | <b>82</b> | <b>20 408</b> | <b>14 403</b>                    | <b>5 853</b> | <b>82</b> | <b>20 338</b> | <b>73</b>    |

## AU 31 DÉCEMBRE 2016

| (en millions d'euros)                                                  | Notionnel à recevoir au 31/12/2016 |              |          |               | Notionnel à livrer au 31/12/2016 |              |          |               | Juste valeur |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------|----------|---------------|----------------------------------|--------------|----------|---------------|--------------|
|                                                                        | < 1 an                             | 1 à 5 ans    | > 5 ans  | Total         | < 1 an                           | 1 à 5 ans    | > 5 ans  | Total         | 31/12/2016   |
| Change à terme                                                         | 2 230                              | 603          | -        | 2 833         | 2 138                            | 629          | -        | 2 767         | 3            |
| Swaps                                                                  | 11 279                             | 5 094        | -        | 16 373        | 11 264                           | 5 368        | -        | 16 632        | (182)        |
| <b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b> | <b>13 509</b>                      | <b>5 697</b> | <b>-</b> | <b>19 206</b> | <b>13 402</b>                    | <b>5 997</b> | <b>-</b> | <b>19 399</b> | <b>(179)</b> |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Actifs et passifs financiers

#### 42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

| (en millions d'euros)                                             | Unités de mesure          | 31/12/2017      |              | 31/12/2016      |              |
|-------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
|                                                                   |                           | Notionnels nets | Juste valeur | Notionnels nets | Juste valeur |
| Swaps                                                             |                           | (5)             | 479          | (18)            | 52           |
| Options                                                           |                           | 4               | 106          | 4               | 118          |
| Forwards/futures                                                  |                           | (54)            | (403)        | (45)            | (406)        |
| <b>Électricité</b>                                                | <b>Térawattheures</b>     | <b>(55)</b>     | <b>182</b>   | <b>(59)</b>     | <b>(236)</b> |
| Swaps                                                             |                           | 894             | (132)        | 8 253           | 114          |
| Options                                                           |                           | (68)            | 171          | 338             | 38           |
| Forwards/futures                                                  |                           | 19 784          | 57           | (4 169)         | (205)        |
| <b>Gaz</b>                                                        | <b>Millions de therms</b> | <b>20 610</b>   | <b>96</b>    | <b>4 422</b>    | <b>(53)</b>  |
| Swaps                                                             |                           | 3 400           | 94           | 11 159          | 27           |
| Options                                                           |                           | 1 920           | 3            | (247)           | (14)         |
| Forwards/futures                                                  |                           | 108             | (3)          | (10)            | (2)          |
| <b>Produits pétroliers</b>                                        | <b>Milliers de barils</b> | <b>5 428</b>    | <b>94</b>    | <b>10 902</b>   | <b>11</b>    |
| Swaps                                                             |                           | (1)             | (151)        | -               | (205)        |
| Options                                                           |                           | 3               | (1)          | -               | -            |
| Forwards/futures                                                  |                           | 4               | 9            | 45              | 105          |
| Fret                                                              |                           | (4)             | 17           | 7               | 31           |
| <b>Charbon et fret</b>                                            | <b>Millions de tonnes</b> | <b>2</b>        | <b>(126)</b> | <b>52</b>       | <b>(69)</b>  |
| Swaps                                                             |                           | 43              | -            | 113             | -            |
| Options                                                           |                           | -               | -            | -               | -            |
| Forwards/futures                                                  |                           | 35 583          | (57)         | 2 906           | (42)         |
| <b>CO<sub>2</sub></b>                                             | <b>Milliers de tonnes</b> | <b>35 626</b>   | <b>(57)</b>  | <b>3 019</b>    | <b>(42)</b>  |
| Swaps/Options                                                     |                           |                 | (56)         |                 | 258          |
| Forwards/futures                                                  |                           |                 | (346)        |                 | (308)        |
| <b>Autres matières premières</b>                                  |                           |                 | <b>(402)</b> |                 | <b>(50)</b>  |
| <b>Dérivés incorporés de matières</b>                             |                           |                 | <b>-</b>     |                 | <b>1</b>     |
| <b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE</b> |                           |                 | <b>(213)</b> |                 | <b>(438)</b> |

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.



ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

### NOTE 43 FLUX DE TRÉSORERIE

#### 43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

| (en millions d'euros)                                                             | 2017         | 2016           |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------|----------------|
| Variation des stocks                                                              | 543          | 6              |
| Variation de la créance de contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) | 499          | (9)            |
| Variation des créances clients et comptes rattachés                               | 636          | (1 487)        |
| Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés                            | 550          | 91             |
| Variation des autres débiteurs et autres créateurs (hors CSPE)                    | (752)        | (536)          |
| <b>VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT</b>                                  | <b>1 476</b> | <b>(1 935)</b> |

#### 43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

| (en millions d'euros)                               | 2017            | 2016            |
|-----------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Acquisitions d'immobilisations incorporelles        | (1 165)         | (1 038)         |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles          | (14 329)        | (13 217)        |
| Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations | 747             | (142)           |
| <b>INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS</b>     | <b>(14 747)</b> | <b>(14 397)</b> |

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### NOTE 44 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2017. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

##### 44.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

| (en millions d'euros)                                   | Notes  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------------------|--------|---------------|---------------|
| Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation   | 44.1.1 | 44 705        | 46 560        |
| Engagements donnés liés aux opérations d'investissement | 44.1.2 | 17 222        | 18 605        |
| Engagements donnés liés aux opérations de financement   | 44.1.3 | 5 123         | 5 535         |
| <b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>                     |        | <b>67 050</b> | <b>70 700</b> |

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

##### 44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                                  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Engagements d'achats de combustible et d'énergie <sup>(1)</sup>        | 26 728        | 32 669        |
| Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation       | 13 739        | 10 260        |
| Engagements de location simple en tant que preneur                     | 4 238         | 3 631         |
| <b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b> | <b>44 705</b> | <b>46 560</b> |

(1) Hors achats de gaz et services associés.

##### 44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conduit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2017, l'échiquier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

| (en millions d'euros)                                            | Total         | Échéances    |              |              |              | Total         |
|------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
|                                                                  |               | < 1 an       | 1 à 5 ans    | 5 à 10 ans   | > 10 ans     |               |
| Achats d'électricité et services associés <sup>(1)</sup>         | 9 767         | 1 601        | 3 310        | 2 274        | 2 582        | 9 267         |
| Achats d'autres énergies et de matières premières <sup>(2)</sup> | 391           | 83           | 213          | 95           | -            | 662           |
| Achats de combustible nucléaire                                  | 16 570        | 1 414        | 6 151        | 5 285        | 3 720        | 22 740        |
| <b>ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>          | <b>26 728</b> | <b>3 098</b> | <b>9 674</b> | <b>7 654</b> | <b>6 302</b> | <b>32 669</b> |

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 606 millions d'euros au 31 décembre 2017 (643 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

La diminution des engagements d'achats de combustible et d'énergie est principalement liée à la part des engagements intragroupes du fait de l'acquisition de Framatome, ainsi qu'à la diminution des autres engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF.

##### 44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energie. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des

centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 47 TWh pour l'exercice 2017 (43 TWh pour l'exercice 2016), dont 6 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2016), 23 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2016), 9 TWh au titre du photovoltaïque (8 TWh pour 2016) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2016).

##### 44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## 44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2017 s'explique principalement par l'acquisition de Framatome (voir note 3.2) et l'élimination des engagements intragroupes, EDF étant un client significatif de Framatome.

## 44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2017, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

|                                | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|--------------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                                | Échéances  |        |           |         |            |
| (en milliards de mètres cubes) | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total      |
| Edison                         | 154        | 14     | 43        | 97      | 167        |
| EDF                            | 24         | 1      | 7         | 16      | 26         |

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. La durée de ces contrats varie entre 3 et 18 ans.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

## 44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

|                                                                                        | 31/12/2017    |              |              |              | 31/12/2016    |
|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
|                                                                                        | Échéances     |              |              |              |               |
| (en millions d'euros)                                                                  | Total         | < 1 an       | 1 à 5 ans    | > 5 ans      | Total         |
| Garanties données liées aux activités opérationnelles                                  | 7 074         | 3 215        | 2 294        | 1 565        | 5 883         |
| Engagements sur achats d'exploitation <sup>(1)</sup>                                   | 6 460         | 3 655        | 2 117        | 688          | 4 212         |
| Autres engagements donnés liés à l'exploitation                                        | 205           | 84           | 102          | 19           | 165           |
| <b>ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION <sup>(2)</sup></b> | <b>13 739</b> | <b>6 954</b> | <b>4 513</b> | <b>2 272</b> | <b>10 260</b> |

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 835 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'augmentation des engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation est liée à l'intégration des activités de Framatome (voir note 3.2).

## 44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)  | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|------------------------|--------------|--------------|
| EDF                    | 2 270        | 1 612        |
| EDF Énergies Nouvelles | 1 363        | 1 617        |
| Edison                 | 1 215        | 1 432        |
| EDF Energy             | 732          | 630          |
| Framatome              | 714          | -            |
| Autres entités         | 780          | 592          |
| <b>TOTAL</b>           | <b>7 074</b> | <b>5 883</b> |

L'évolution de ces engagements donnés par rapport au 31 décembre 2016 s'explique principalement par la reprise des garanties effectuée dans le cadre de l'acquisition de Framatome.

## 44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros) | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|-----------------------|--------------|--------------|
| EDF                   | 2 480        | 2 434        |
| Framatome             | 1 878        | -            |
| EDF Energy            | 627          | 608          |
| Enedis                | 601          | 598          |
| Autres entités        | 874          | 572          |
| <b>TOTAL</b>          | <b>6 460</b> | <b>4 212</b> |

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation est liée à l'acquisition de Framatome.

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### 44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

| (en millions d'euros)                              | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|----------------------------------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                                                    | Échéances  |        |           |         |            |
|                                                    | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total      |
| ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR | 4 238      | 748    | 1 923     | 1 567   | 3 631      |

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des

contrats de fret maritime dans le cadre des activités de trading. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et Enedis.

#### 44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                                                   | 31/12/2017    |              |              |            | 31/12/2016    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|--------------|------------|---------------|
|                                                                                         | Échéances     |              |              |            |               |
|                                                                                         | Total         | < 1 an       | 1 à 5 ans    | > 5 ans    | Total         |
| Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels                           | 15 827        | 6 798        | 8 224        | 805        | 17 351        |
| Engagements sur acquisition d'actifs financiers                                         | 569           | 390          | 173          | 6          | 406           |
| Autres engagements donnés liés aux investissements                                      | 826           | 411          | 415          | -          | 848           |
| <b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT <sup>(1)</sup></b> | <b>17 222</b> | <b>7 599</b> | <b>8 812</b> | <b>811</b> | <b>18 605</b> |

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 428 millions d'euros au 31 décembre 2017 (548 millions d'euros au 31 décembre 2016).

#### 44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)  | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|------------------------|---------------|---------------|
| EDF                    | 4 689         | 7 556         |
| EDF Energy             | 6 428         | 5 837         |
| Enedis                 | 2 383         | 2 621         |
| EDF Énergies Nouvelles | 1 242         | 977           |
| Framatome              | 562           | -             |
| Autres entités         | 523           | 360           |
| <b>TOTAL</b>           | <b>15 827</b> | <b>17 351</b> |

La diminution des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique principalement par l'élimination des transactions devenues intragroupe suite à l'acquisition de Framatome ainsi que par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3. La hausse des engagements chez EDF Energy concerne la signature de nouveaux contrats relatifs à la construction du réacteur d'Hinkley Point C.

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un put à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2017, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

#### 44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

L'augmentation des engagements sur acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2017 concerne principalement l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (GNVI).

Edison a signé le 13 octobre 2017, un accord engageant avec Gas Natural Fenosa, pour l'acquisition de GNVI et l'achat du contrat gazier Shah Deniz II.

Edison achètera 100 % du capital de GNVI, filiale de Gas Natural Fenosa, fournisseur de gaz naturel et d'électricité en Italie. Le prix d'acquisition est fixé à 193 millions d'euros et correspond à une valeur d'entreprise de 263 millions d'euros, après remboursement de dettes et provisions.

L'acquisition de Gas Natural Vendita Italia est soumise à l'accord des autorités européennes de la concurrence, obtenue le 6 février 2018, et la finalisation de la transaction est prévue au premier semestre 2018.

L'accord prévoit également l'achat par Edison, soumis à la finalisation de l'acquisition de GNVI, du contrat long terme de fourniture de 11 TWh de gaz, en provenance du gisement de Shah Deniz II. Les importations du gaz de Shah Deniz doivent commencer à la fin de l'année 2020, dès l'achèvement du gazoduc trans-adriatique (TAP : Trans Adriatic Pipeline).

ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## 44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2017 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le

cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil, et une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

## 44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2017 sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                                       | Total        | 31/12/2017 |            |              | 31/12/2016   |
|-----------------------------------------------------------------------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|
|                                                                             |              | Échéances  |            |              | Total        |
|                                                                             |              | < 1 an     | 1 à 5 ans  | > 5 ans      |              |
| Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières                    | 4 250        | 76         | 731        | 3 443        | 4 637        |
| Garanties financières données                                               | 613          | 349        | 144        | 120          | 644          |
| Autres engagements donnés liés au financement                               | 260          | 245        | 15         | -            | 254          |
| <b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT <sup>(1)</sup></b> | <b>5 123</b> | <b>670</b> | <b>890</b> | <b>3 563</b> | <b>5 535</b> |

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 692 millions d'euros au 31 décembre 2017 (673 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de

participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Énergies Nouvelles.

6.

## 44.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrets séparément dans les notes détaillées.

| (en millions d'euros)                                               | Notes  | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|---------------------------------------------------------------------|--------|--------------|--------------|
| Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup> | 44.2.1 | 3 635        | 3 430        |
| Engagements reçus liés aux opérations d'investissement              | 44.2.2 | 214          | 3 663        |
| Engagements reçus liés aux opérations de financement                | 44.2.3 | 72           | 24           |
| <b>TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS <sup>(2)</sup></b>                   |        | <b>3 921</b> | <b>7 117</b> |

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

## 44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2017 sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                       | Total        | 31/12/2017   |              |            | 31/12/2016   |
|-------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
|                                                             |              | Échéances    |              |            | Total        |
|                                                             |              | < 1 an       | 1 à 5 ans    | > 5 ans    |              |
| Engagements de location simple en tant que bailleur         | 780          | 121          | 430          | 229        | 911          |
| Engagements sur ventes d'exploitation                       | 1 326        | 181          | 750          | 395        | 829          |
| Garanties reçues liées aux activités opérationnelles        | 1 483        | 1 042        | 253          | 188        | 1 637        |
| Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation | 46           | 16           | 22           | 8          | 53           |
| <b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b> | <b>3 635</b> | <b>1 360</b> | <b>1 455</b> | <b>820</b> | <b>3 430</b> |

## 44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 780 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

## 44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés.

## 44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### 44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;

#### 44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le terminal méthanier de Dunkerque a été mis en service commercialement début 2017. Il dispose d'une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans, un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF.

#### 44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

| (en millions d'euros)                                  | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|--------------------------------------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                                                        | Échéances  |        |           |         | Total      |
|                                                        | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans |            |
| ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT | 214        | 20     | 72        | 122     | 3 663      |

La diminution des engagements reçus liés aux opérations d'investissement sur le premier semestre 2017 est liée à la finalisation des transactions engagées au 31 décembre 2016 dans le cadre du plan de cessions (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluaient principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société CTE. Les autres engagements reçus

concernaient notamment les futures cessions d'EDF Démász Zrt et des activités de négoce et fret de charbon d'EDF Trading.

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1<sup>er</sup> avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2017.

#### 44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

| (en millions d'euros)                                | 31/12/2017 |        |           |         | 31/12/2016 |
|------------------------------------------------------|------------|--------|-----------|---------|------------|
|                                                      | Échéances  |        |           |         | Total      |
|                                                      | Total      | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans |            |
| ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT | 72         | 51     | 1         | 20      | 24         |



ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## NOTE 45 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.2, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2017 sont les suivants :

## 45.1 CONTRÔLES FISCAUX

## EDF

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (ATMP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

## EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

## 45.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

## 45.3 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les ZNI et Enedis GRD en métropole au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Par ailleurs, par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État », l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Les tribunaux de commerce et Cours d'Appel sont appelés à se prononcer dans les prochains mois.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- ont décidé de mener une action d'assurance de globalisation des réclamations liées à un même fait dommageable ayant la même cause technique (demandes de raccordement émises entre le 24 et le 31 août 2010), dite sinistre sériel contre leurs assureurs ;
- interjetent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- s'appuient sur l'ordonnance de la CJUE pour faire valoir que les préjudices des producteurs sont basés sur des arrêtés illégaux et sont donc non réparables.

## 45.3.1 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu conduisant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Cette proposition ne préjuge toutefois pas de la décision finale qui sera adoptée par l'ADLC.

Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### NOTE 46 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

| (en millions d'euros)                       | 31/12/2017 | 31/12/2016   |
|---------------------------------------------|------------|--------------|
| Actifs détenus en vue de leur vente         | -          | 5 220        |
| <b>PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE</b> | -          | <b>2 109</b> |

La diminution des actifs et passifs en vue de leur vente depuis le 31 décembre 2016 est liée au programme de cessions sur les opérations suivantes :

- la cession à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE (principalement constitués des titres RTE et d'un emprunt (voir note 3.4.1) ;
- la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 3.4.2) ;
- la cession des actifs d'EDF Démász (voir note 3.4.3) ;
- la cession des activités de négoce et de fret de charbon d'EDF Trading (voir note 3.4.4).

#### NOTE 47 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

##### 47.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonders des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détiennent 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 47.2.2 ci-après).

##### 47.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des

charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'Etat le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'Etat français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'Etat par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de régulation de l'énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ces actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.7.4).

##### 47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – les échéances s'étalent ainsi au-delà de 2150.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer



ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif-passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

## 47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2017, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 408 millions d'euros, ils incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 905 millions d'euros, pour 75,93 % des titres CTE, au 31 décembre 2016) (voir note 3.4.1) ;
- les participations du Groupe dans TIGF, Porterbrook, Autostrade et Q-Park présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les participations du Groupe dans Madinella Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur et Central Sicaf présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

## 47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau suivant présente les actifs dédiés par nature :

| (en millions d'euros)                                |                                                                               | 31/12/2017       |                       | 31/12/2016       |                       |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|
|                                                      |                                                                               | Valeur comptable | Valeur de réalisation | Valeur comptable | Valeur de réalisation |
| <b>Présentation au bilan consolidé</b>               |                                                                               |                  |                       |                  |                       |
| Actions                                              |                                                                               | 9 942            | 9 942                 | 8 010            | 8 010                 |
| Titres de dettes                                     |                                                                               | 9 282            | 9 282                 | 6 866            | 6 866                 |
| Portefeuille trésorerie                              |                                                                               | 104              | 104                   | 900              | 900                   |
| <b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>      |                                                                               | <b>19 328</b>    | <b>19 328</b>         | <b>15 776</b>    | <b>15 776</b>         |
| <b>Actifs dédiés – actions et titres de dettes</b>   |                                                                               |                  |                       |                  |                       |
| Dérivés                                              | Juste valeur des dérivés                                                      | 30               | 30                    | (18)             | (18)                  |
| Autres éléments                                      | Actifs financiers disponibles à la vente                                      | -                | -                     | -                | -                     |
| <b>Placements diversifiés actions et obligations</b> |                                                                               | <b>19 358</b>    | <b>19 358</b>         | <b>15 758</b>    | <b>15 758</b>         |
| Créance de CSPE <sup>(1)</sup>                       | Prêts et créances financières                                                 | 3 294            | 3 349                 | 4 185            | 4 288                 |
| Dérivés                                              | Juste valeur des dérivés                                                      | -                | -                     | (2)              | (2)                   |
| <b>Créance de CSPE après dérivés</b>                 |                                                                               | <b>3 294</b>     | <b>3 349</b>          | <b>4 183</b>     | <b>4 286</b>          |
| CTE <sup>(2)</sup>                                   | Participations dans les entreprises associées <sup>(3)</sup>                  | 1 241            | 2 705                 | 1 852            | 3 905                 |
| Autres entreprises associées                         | Participations dans les entreprises associées <sup>(3)</sup>                  | 893              | 944                   | 487              | 537                   |
| Autres actifs <sup>(4)</sup>                         | Actifs financiers disponibles à la vente et autres actifs nets <sup>(5)</sup> | 1 716            | 1 759                 | 1 191            | 1 191                 |
| <b>Actifs non cotés (EDF Invest)</b>                 |                                                                               | <b>3 850</b>     | <b>5 408</b>          | <b>3 530</b>     | <b>5 633</b>          |
| <b>TOTAL ACTIFS DÉDIÉS<sup>(4)</sup></b>             |                                                                               | <b>26 502</b>    | <b>28 115</b>         | <b>23 471</b>    | <b>25 677</b>         |

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus en 2017, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau des taux de marché.

(2) En 2017, la participation du Groupe de 50,1 % dans CTE (ex C25), société détenant 100 % des titres de RTE. En 2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans CTE.  
Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation présentée dans ce tableau s'appuie sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017 (voir note 3.4.1).

(3) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(4) La limitation de la valeur de certains investissements, conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2017. En 2016, en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire était ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(5) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Actifs Financiers disponibles à la vente du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 548 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 2 906 millions d'euros (au 31 décembre 2016, 9 FCPR cotés pour 1 297 millions d'euros).

#### 47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2017

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 99,8 % et de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016).

L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été effectuée au premier trimestre 2017, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018.

Au terme d'une année remarquable pour les marchés actions, portés par une croissance économique mondiale synchronisée et des politiques monétaires encore généreuses, le portefeuille financier affiche une excellente performance, supérieure à son benchmark stratégique. Cette surperformance provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également fortement surperformé grâce en particulier aux subordonnées bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable, ainsi que les gestions actives sélectionnées.

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE, société détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. Aux termes de cette

opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est affectée aux actifs dédiés (voir note 3.4.1).

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2017 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

EDF Invest a finalisé l'acquisition, le 26 juillet 2017, par le consortium formé par Allianz (60 %), EDF Invest (20 %) et le fonds d'investissement DIF (20 %), de 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe.

En juin et en septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire, aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica, dans Central Sicaf qui gère un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR Infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans la société néerlandaise Q-Park NV, l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal.

Ces participations sont affectées à la poche « infrastructures » d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosol, CTE (société détenant les titres de RTE), Aéroports de la Côte d'Azur et ThyssenGas.

Sur l'année 2017, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).

Au 31 décembre 2017, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 118 millions d'euros avant impôt (1 984 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'appréhension par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2017.

#### 47.5 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

| (en millions d'euros)                                                                                           | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation | 983           | 820           |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs <sup>(1)</sup>                                     | 8 814         | 8 966         |
| Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)                                                            | 726           | -             |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires                                                         | 14 920        | 14 122        |
| Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs | 467           | 450           |
| <b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>                                                  | <b>25 910</b> | <b>24 358</b> |

(1) Les provisions pour Gestion à long terme des déchets radioactifs comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros.

#### 47.6 ACTIFS DÉDIÉS DE FRAMATOME ET SOCODEI

Les actifs dédiés de Framatome et SOCODEI relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 84 millions d'euros et 49 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 103,9 % pour Framatome et de 114,7 % pour SOCODEI (calcul effectué avec les

taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France - voir note 3(0)).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et SOCODEI figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 81 millions d'euros et 43 millions d'euros (voir note 3(0)).



ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## NOTE 48 PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

|                       | Entreprises associées et coentreprises |            | Activités conjointes |            | État ou participations de l'État <sup>(1)(2)</sup> |            | Total Groupe |            |
|-----------------------|----------------------------------------|------------|----------------------|------------|----------------------------------------------------|------------|--------------|------------|
|                       | 31/12/2017                             | 31/12/2016 | 31/12/2017           | 31/12/2016 | 31/12/2017                                         | 31/12/2016 | 31/12/2017   | 31/12/2016 |
| (en millions d'euros) |                                        |            |                      |            |                                                    |            |              |            |
| Chiffres d'affaires   | 580                                    | 547        | -                    | -          | 1 549                                              | 1 328      | 2 129        | 1 875      |
| Achats d'énergie      | 3 817                                  | 3 651      | 4                    | 4          | 2 313                                              | 2 418      | 6 134        | 6 073      |
| Achats externes       | 9                                      | 4          | 4                    | 4          | 1 163                                              | 1 065      | 1 176        | 1 073      |
| Actifs financiers     | 238                                    | 106        | -                    | -          | -                                                  | -          | 238          | 106        |
| Autres actifs         | 729                                    | 575        | -                    | -          | 596                                                | 754        | 1 325        | 1 329      |
| Passifs financiers    | -                                      | -          | -                    | -          | -                                                  | -          | -            | -          |
| Autres passifs        | 1 282                                  | 1 106      | 1                    | -          | 552                                                | 880        | 1 835        | 1 986      |

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

(2) Du fait de l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), les produits et charges entre le Groupe et Framatome demeurent déclarés en partie liées pour 2017 contrairement aux actifs et passifs qui sont éliminés à la clôture.

48.1 TRANSACTIONS AVEC  
LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE  
DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG, Tanshan et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT  
ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS  
DE L'ÉTAT

## 48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,50 % du capital d'EDF au 31 décembre 2017. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

## 48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Engie respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, Enedis et GrDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

48.2.3 Relations avec les entreprises  
du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Framatome). Au 31 décembre 2017, le groupe EDF a acquis Framatome (voir note 3.2), les relations avec cette société, en tant que partie liée, ont duré jusqu'à cette date.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Les transactions avec Framatome sont décrites au paragraphe 3.2.2.

## Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats AREVA Mines (maintenant Orano Mining) couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC (maintenant Orano Cycle) pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA (Orano) ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines (Orano Mining), un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC (Orano Cycle).

## Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA (Orano) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

## Relations avec Framatome

EDF et Framatome ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium naturel enrichi sur la période 2015-2021.

Un autre accord avec Framatome a été signé par EDF portant sur la fourniture des assemblages du premier cœur de l'EPR de Flamanville 3.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

Un contrat de fourniture de grappes de commandes a été signé avec Framatome pour la période 2018-2020.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF a signé un contrat de fabrication avec Framatome.

Pour les centrales nucléaires des paliers 900, 1 300 MW et N4, EDF et Framatome ont notamment signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur ;
- mi 2017, un contrat-cadre concernant les droits d'utilisation par EDF de la propriété intellectuelle d'AREVA. Ce contrat a vocation à être décliné via des accords spécifiques tel celui signé en décembre 2017 pour le Parc Nucléaire ;
- fin 2017, un marché cadre, sans engagement financier, concernant l'exécution de prestations d'ingénierie de conception et de réalisation relatives à la chaudière.

EDF et Framatome ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

## 48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2017 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,2 millions d'euros en 2017 (12,1 millions d'euros en 2016). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

## ÉTATS FINANCIERS

## Flux de trésorerie et autres informations

## NOTE 49 ENVIRONNEMENT

## 49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a établi, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, dédié au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont: EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et EDF Luminus.

En 2017, le Groupe a restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016. En 2016, le Groupe avait restitué 46 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015.

Pour l'année 2017, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 3 millions de tonnes (5 millions de tonnes pour l'année 2016).

Au 31 décembre 2017, le volume des émissions s'élève à 40 millions de tonnes (38 millions de tonnes pour l'année 2016). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 120 millions d'euros au 31 décembre 2017 (90 millions d'euros au 31 décembre 2016).

## 49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (voir note 4.6).

## 49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus).

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2017, une provision de 781 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

## NOTE 50 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Les développements postérieurs à la clôture, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés, sont les suivants :

### 50.1 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. ENEDIS et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions

créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

La Commission avait déjà adopté une première décision en ce sens le 16 décembre 2003. Cette décision avait été annulée par la Cour de Justice de l'Union européenne dans un arrêt du 5 juin 2012 qui confirmait un arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. À la suite de cet arrêt, la Commission avait rouvert une enquête au titre des aides d'État, au terme de laquelle elle avait adopté la décision du 22 juillet 2015 attaquée par EDF.

EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.



ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2017

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;

■ « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;

■ « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

## 51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

|                                                                   |            | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2017 | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2016 | Activité |
|-------------------------------------------------------------------|------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|----------|
| <b>FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION</b>      |            |                                                              |                                                              |          |
| Électricité de France – Société mère                              |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P, D, A  |
| Group Support Services (G2S)                                      |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Edvance                                                           |            | 95,10                                                        | -                                                            | A        |
| Immo C47 <sup>(1)</sup>                                           |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Autres holdings (EDF Invest)                                      |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| <b>FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES</b>                                |            |                                                              |                                                              |          |
| Enedis                                                            |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | D        |
| Électricité de Strasbourg                                         |            | 88,64                                                        | 88,64                                                        | P, D     |
| EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)                     |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| <b>RÉACTEURS ET SERVICES (FRAMATOME)</b>                          |            |                                                              |                                                              |          |
| Framatome <sup>(2)</sup>                                          | France     | 75,50                                                        | -                                                            | R        |
| <b>ROYAUME-UNI</b>                                                |            |                                                              |                                                              |          |
| EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)                          |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P, A     |
| EDF Energy UK Ltd.                                                |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Development Company Ltd.                                      |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| <b>ITALIE</b>                                                     |            |                                                              |                                                              |          |
| Edison SpA (Edison)                                               |            | 97,45                                                        | 97,45                                                        | P, A     |
| Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)                              |            | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| <b>AUTRE INTERNATIONAL</b>                                        |            |                                                              |                                                              |          |
| EDF International SAS                                             | France     | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Belgium SA                                                    | Belgique   | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| EDF Luminus SA                                                    | Belgique   | 68,63                                                        | 68,63                                                        | P, A     |
| EDF Norte Fluminense SA                                           | Brésil     | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| Ute Paracambi SA                                                  | Brésil     | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co. Ltd. (Figlec) | Chine      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| EDF (China) Holding Ltd.                                          | Chine      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Inc.                                                          | États-Unis | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Unistar Nuclear Energy LLC                                        | États-Unis | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |
| EDF Dérmász Zrt                                                   | Hongrie    | -                                                            | 100,00                                                       | P, D, A  |
| EDF Paliwa Sp. z o.o. (Energokrak)                                | Pologne    | -                                                            | 99,51                                                        | A        |
| EDF Polska SA                                                     | Pologne    | -                                                            | 99,51                                                        | P        |
| Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)                                  | Pologne    | -                                                            | 49,91                                                        | P, A     |
| Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)                  | Pologne    | -                                                            | 49,11                                                        | P, A     |
| EDF Alpes Investissements SARL                                    | Suisse     | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Mekong Energy Company Ltd. (MECO)                                 | Vietnam    | 56,25                                                        | 56,25                                                        | P        |
| EDF Chile Spa                                                     | Chili      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P        |

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La société Immo C47 était détenue en mise en équivalence au 31 décembre 2016.

(2) Acquisition de Framatome le 31 décembre 2017 (voir note 3.2).

6.



## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

|                                                                                |             | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2017 | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2016 | Activité |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|----------|
| <b>AUTRES MÉTIERS</b>                                                          |             |                                                              |                                                              |          |
| EDF Développement Environnement SA                                             | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI) | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)      | France      | 88,98                                                        | 55,00                                                        | A        |
| Dunkerque LNG                                                                  | France      | 65,01                                                        | 65,01                                                        | A        |
| EDF Énergies Nouvelles                                                         | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | P, A     |
| EDF IMMO et filiales immobilières                                              | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Société C2                                                                     | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Société C3                                                                     | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Holding SAS                                                                | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| CHAM SAS                                                                       | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Dalkia                                                                         | France      | 99,94                                                        | 99,94                                                        | A        |
| Citelum                                                                        | France      | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Trading Ltd.                                                               | Royaume-Uni | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF DIN UK Ltd.                                                                | Royaume-Uni | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| Wagram Insurance Company Ltd.                                                  | Irlande     | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |
| EDF Investissements Groupe SA                                                  | Belgique    | 93,89                                                        | 93,89                                                        | A        |
| Océane Re                                                                      | Luxembourg  | 99,98                                                        | 99,98                                                        | A        |
| EDF Gas Deutschland GmbH                                                       | Allemagne   | 100,00                                                       | 100,00                                                       | A        |

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

### 51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

|                                                          |           | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2017 | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2016 | Activité |
|----------------------------------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|----------|
| <b>AUTRES MÉTIERS</b>                                    |           |                                                              |                                                              |          |
| Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal) | Allemagne | 50,00                                                        | 50,00                                                        | A        |

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

ÉTATS FINANCIERS  
Flux de trésorerie et autres informations

## 51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

|                                                                   |            | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2017 | Pourcentage<br>d'intérêt dans<br>le capital<br>au 31/12/2016 | Activité   |
|-------------------------------------------------------------------|------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------|
| <b>FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION</b>      |            |                                                              |                                                              |            |
| CTE (ex C25) <sup>(1)</sup>                                       | France     | 50,10                                                        | 100,00                                                       | A          |
| Elisandra IV (Holding Madriena Red de Gas) (EDF Invest)           | Espagne    | 20,00                                                        | 20,00                                                        | A          |
| Alba Real Estate SCS (EDF Invest)                                 | Luxembourg | 46,50                                                        | 46,50                                                        | A          |
| Géosel Manosque (EDF Invest)                                      | France     | 38,35                                                        | 25,00                                                        | A          |
| Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)               | France     | 50,00                                                        | 50,00                                                        | A          |
| Central Sicaf (EDF Invest)                                        | Italie     | 20,00                                                        | -                                                            | A          |
| Thyssengaz (EDF Invest)                                           | Allemagne  | 50,00                                                        | -                                                            | A          |
| Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)                                | France     | 19,40                                                        | -                                                            | A          |
| <b>FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES</b>                                |            |                                                              |                                                              |            |
| RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) <sup>(2)</sup>        | France     | n.a.                                                         | 100,00                                                       | T          |
| <b>AUTRE INTERNATIONAL</b>                                        |            |                                                              |                                                              |            |
| Compagnie Énergétique de Sinop (CES)                              | Brésil     | 51,00                                                        | 51,00                                                        | P          |
| Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)                     | États-Unis | 49,99                                                        | 49,99                                                        | P          |
| SLCE Centrale Holding BV                                          | Pays-Bas   | 50,00                                                        | 50,00                                                        | P          |
| Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.                             | Chine      | 19,60                                                        | 19,60                                                        | P          |
| Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.                       | Chine      | 35,00                                                        | 35,00                                                        | P          |
| Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)         | Chine      | 30,00                                                        | 30,00                                                        | P          |
| Jiangqi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. | Chine      | 49,00                                                        | 49,00                                                        | P          |
| Nam Theun 2 Power Company (NTPC)                                  | Laos       | 40,00                                                        | 40,00                                                        | P          |
| Alpiq                                                             | Suisse     | 25,04                                                        | 25,04                                                        | P, D, T, A |
| <b>AUTRES MÉTIERS</b>                                             |            |                                                              |                                                              |            |
| Domofinance SA                                                    | France     | 45,00                                                        | 45,00                                                        | A          |

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.  
n.a. : non applicable

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE » (ex C25), société détenant la société RTE à 100 %. Cette coentreprise était détenue en intégration globale au 31 décembre 2016.

(2) Au 31 décembre 2017, RTE est désormais consolidée dans le sous-groupe CTE et dans le secteur France – Activités de production et commercialisation.

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT  
DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

|                               | Pourcentage d'intérêt dans le<br>capital au 31/12/2017 | Pourcentage de droits de votes<br>détenus au 31/12/2017 |
|-------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Edison SpA                    | 97,45                                                  | 99,48                                                   |
| EDF Investissements Groupe SA | 93,89                                                  | 50,00                                                   |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Flux de trésorerie et autres informations

#### NOTE 52 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2017 :

| (en milliers d'euros)                                                                 | Réseau Deloitte         |             | Réseau KPMG             |             |
|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------|-------------------------|-------------|
|                                                                                       | Montant<br>(hors taxes) | %           | Montant<br>(hors taxes) | %           |
| <b>Audit</b>                                                                          |                         |             |                         |             |
| Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés |                         |             |                         |             |
| EDF                                                                                   | 3 103                   | 22,1        | 3 012                   | 19,7        |
| Entités contrôlées <sup>(1)</sup>                                                     | 5 133                   | 36,4        | 10 024                  | 65,6        |
| <b>SOUS-TOTAL</b>                                                                     | <b>8 236</b>            | <b>58,5</b> | <b>13 036</b>           | <b>85,3</b> |
| <b>Services autres que la certification des comptes<sup>(2)</sup></b>                 |                         |             |                         |             |
| EDF                                                                                   | 906                     | 6,4         | 778                     | 5,1         |
| Entités contrôlées <sup>(1)</sup>                                                     | 4 944                   | 35,1        | 1 473                   | 9,6         |
| <b>SOUS-TOTAL</b>                                                                     | <b>5 850</b>            | <b>41,5</b> | <b>2 251</b>            | <b>14,7</b> |
| <b>TOTAL</b>                                                                          | <b>14 086</b>           | <b>100</b>  | <b>15 287</b>           | <b>100</b>  |

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) la réalisation des diligences dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée en mars 2017 (ii) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (iii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

#### Rappel des informations relatives à l'exercice 2016

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2016 :

| (en milliers d'euros)                                                                 | Réseau Deloitte         |             | Réseau KPMG             |             |
|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------|-------------------------|-------------|
|                                                                                       | Montant<br>(hors taxes) | %           | Montant<br>(hors taxes) | %           |
| <b>Audit</b>                                                                          |                         |             |                         |             |
| Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés |                         |             |                         |             |
| EDF                                                                                   | 3 701                   | 21,8        | 3 535                   | 26,0        |
| Entités contrôlées                                                                    | 6 787                   | 40,0        | 8 639                   | 63,7        |
| <b>SOUS-TOTAL</b>                                                                     | <b>10 488</b>           | <b>61,8</b> | <b>12 174</b>           | <b>89,7</b> |
| <b>Services autres que la certification des comptes</b>                               |                         |             |                         |             |
| EDF                                                                                   | 1 973                   | 11,6        | 448                     | 3,3         |
| Entités contrôlées                                                                    | 4 507                   | 26,6        | 951                     | 7,0         |
| <b>SOUS-TOTAL</b>                                                                     | <b>6 480</b>            | <b>38,2</b> | <b>1 399</b>            | <b>10,3</b> |
| <b>TOTAL</b>                                                                          | <b>16 968</b>           | <b>100</b>  | <b>13 573</b>           | <b>100</b>  |

ÉTATS FINANCIERS  
Comptes sociaux

## 6.3 COMPTES SOCIAUX

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

## COMPTE DE RÉSULTAT

| (en millions d'euros)                                               | Notes | 2017          | 2016           |
|---------------------------------------------------------------------|-------|---------------|----------------|
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b> <sup>(1)</sup>                            | 4     | 42 371        | 40 857         |
| Production stockée et immobilisée                                   |       | 1 138         | 1 127          |
| Subventions d'exploitation                                          | 5     | 6 558         | 6 532          |
| Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation            | 6     | 3 231         | 3 808          |
| Autres produits d'exploitation et transferts de charges             | 7     | 823           | 784            |
| <b>I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION</b>                              |       | <b>54 121</b> | <b>53 108</b>  |
| <b>Consommations de l'exercice en provenance de tiers</b>           | 8     | <b>36 723</b> | <b>33 408</b>  |
| Achats consommés de combustibles                                    |       | 3 186         | 2 894          |
| Achats d'énergie                                                    |       | 15 870        | 12 427         |
| Achats de services et autres achats consommés de biens              |       | 17 667        | 18 087         |
| <b>Impôts, taxes et versements assimilés</b>                        | 9     | <b>2 567</b>  | <b>2 616</b>   |
| <b>Charges de personnel</b>                                         | 10    | <b>6 754</b>  | <b>6 874</b>   |
| <b>Dotations d'exploitation</b>                                     | 11    | <b>5 441</b>  | <b>5 550</b>   |
| Dotations aux amortissements des immobilisations                    | 11.1  | 3 366         | 2 904          |
| Dotations aux provisions et dépréciations                           | 11.2  | 2 075         | 2 646          |
| <b>Autres charges d'exploitation</b>                                | 12    | <b>1 644</b>  | <b>1 482</b>   |
| <b>II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION</b>                              |       | <b>53 129</b> | <b>49 930</b>  |
| <b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)</b>                             |       | <b>992</b>    | <b>3 178</b>   |
| <b>III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN</b> |       | <b>1</b>      | <b>6</b>       |
| <b>IV RÉSULTAT FINANCIER</b>                                        | 13    | <b>(988)</b>  | <b>(1 264)</b> |
| <b>RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)</b>            |       | <b>5</b>      | <b>1 920</b>   |
| <b>V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL</b>                                      | 14    | <b>1 232</b>  | <b>4 277</b>   |
| <b>VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>                                  | 15    | <b>687</b>    | <b>(680)</b>   |
| <b>BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)</b>               |       | <b>1 924</b>  | <b>5 517</b>   |

(1) Dont production en 2017 de biens à l'exportation pour 8 022 millions d'euros et de services à l'exportation pour 537 millions d'euros.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Comptes sociaux

#### BILAN

##### ACTIF

| (en millions d'euros)                                 | Notes   | 31/12/2017     |                                 |                | 31/12/2016     |
|-------------------------------------------------------|---------|----------------|---------------------------------|----------------|----------------|
|                                                       |         | Montants bruts | Amortissements et dépréciations | Montants nets  | Montants nets  |
| Immobilisations incorporelles                         | 16 - 17 | 1 833          | 900                             | 933            | 868            |
| Immobilisations corporelles du domaine propre         | 16 - 17 | 82 533         | 56 467                          | 26 066         | 25 022         |
| Immobilisations corporelles du domaine concédé        | 16 - 17 | 14 415         | 8 544                           | 5 871          | 5 782          |
| Immobilisations corporelles et incorporelles en cours | 16 - 17 | 19 843         | 188                             | 19 655         | 17 600         |
| Participations et créances rattachées                 |         | 58 649         | 204                             | 58 445         | 55 546         |
| Titres immobilisés                                    |         | 18 144         | 52                              | 18 092         | 16 775         |
| Prêts et autres immobilisations financières           |         | 12 389         | 3                               | 12 386         | 13 868         |
| Immobilisations financières                           | 18      | 89 182         | 259                             | 88 923         | 86 189         |
| <b>TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ</b>                       |         | <b>207 806</b> | <b>66 358</b>                   | <b>141 448</b> | <b>135 461</b> |
| Stocks et en cours                                    | 19      | 10 163         | 194                             | 9 969          | 10 126         |
| Avances et acomptes versés sur commande               | 20      | 786            | 1                               | 785            | 968            |
| Créances d'exploitation                               | 20      | 21 245         | 454                             | 20 791         | 21 921         |
| Valeurs mobilières de placement                       | 21      | 14 538         | 11                              | 14 527         | 17 194         |
| Instruments de trésorerie                             | 20      | 2 096          | -                               | 2 096          | 4 610          |
| Disponibilités                                        | 22      | 5 110          | -                               | 5 110          | 5 457          |
| Charges constatées d'avance                           | 20      | 1 358          | -                               | 1 358          | 1 334          |
| <b>TOTAL II ACTIF CIRCULANT</b>                       |         | <b>55 296</b>  | <b>660</b>                      | <b>54 636</b>  | <b>61 610</b>  |
| Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)      |         | 265            | -                               | 265            | 285            |
| Primes de remboursement des emprunts (IV)             |         | 681            | 228                             | 453            | 490            |
| Écarts de conversion - Actif (V)                      | 23      | 572            | -                               | 572            | 1 083          |
| <b>TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)</b>          |         | <b>264 620</b> | <b>67 246</b>                   | <b>197 374</b> | <b>198 929</b> |

**ÉTATS FINANCIERS**  
Comptes sociaux

**PASSIF**

(en millions d'euros)

|                                                                                                            | Notes     | 31/12/2017     | 31/12/2016     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------------|----------------|
| <b>Capital</b>                                                                                             |           | <b>1 464</b>   | <b>1 055</b>   |
| Primes d'émission et de fusion                                                                             |           | 14 866         | 9 847          |
| Écarts de réévaluation                                                                                     |           | 680            | 679            |
| <b>Réserves</b>                                                                                            |           |                |                |
| Réserve légale                                                                                             |           | 105            | 101            |
| Autres réserves                                                                                            |           | 3 000          | 3 000          |
| Report à nouveau                                                                                           |           | 6 809          | 3 317          |
| Résultat de l'exercice                                                                                     |           | 1 924          | 5 517          |
| Acomptes sur dividendes                                                                                    |           | (433)          | (1 006)        |
| Subventions d'investissement                                                                               |           | 163            | 169            |
| Provisions réglementées                                                                                    |           | 6 098          | 6 132          |
| <b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>                                                                              | <b>24</b> | <b>34 676</b>  | <b>28 812</b>  |
| Autres fonds propres                                                                                       | <b>25</b> | <b>10 449</b>  | <b>11 038</b>  |
| Passifs spécifiques des concessions                                                                        | <b>26</b> | <b>2 159</b>   | <b>2 120</b>   |
| <b>TOTAL I FONDS PROPRES</b>                                                                               |           | <b>47 284</b>  | <b>41 970</b>  |
| <b>Provisions pour risques</b>                                                                             | <b>27</b> | <b>1 384</b>   | <b>2 189</b>   |
| Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs) | 28        | 37 633         | 36 033         |
| Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires                                               | 29        | 626            | 617            |
| Provisions pour avantages du personnel                                                                     | 30        | 11 055         | 10 846         |
| Provisions pour autres charges                                                                             | 31        | 938            | 879            |
| <b>Provisions pour charges</b>                                                                             |           | <b>50 252</b>  | <b>48 375</b>  |
| <b>TOTAL II PROVISIONS</b>                                                                                 |           | <b>51 636</b>  | <b>50 564</b>  |
| <b>Dettes financières</b>                                                                                  | <b>33</b> | <b>51 441</b>  | <b>56 861</b>  |
| Avances et acomptes reçus                                                                                  | <b>32</b> | <b>6 861</b>   | <b>7 068</b>   |
| Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses                                                 | <b>32</b> | <b>31 911</b>  | <b>33 172</b>  |
| Instruments de trésorerie                                                                                  | <b>32</b> | <b>4 471</b>   | <b>5 283</b>   |
| Produits constatés d'avance                                                                                | <b>32</b> | <b>3 285</b>   | <b>3 627</b>   |
| <b>TOTAL III DETTES</b>                                                                                    | <b>32</b> | <b>97 969</b>  | <b>106 011</b> |
| Écarts de conversion - Passif (IV)                                                                         | <b>34</b> | <b>485</b>     | <b>384</b>     |
| <b>TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)</b>                                                                   |           | <b>197 374</b> | <b>198 929</b> |

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Comptes sociaux

#### TABEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

| (en millions d'euros)                                                      | Notes              | 2017           | 2016           |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------------|----------------|----------------|
| <b>Opérations d'exploitation</b>                                           |                    |                |                |
| Résultat avant impôts sur les bénéfices                                    |                    | 1 237          | 6 198          |
| Amortissements et provisions                                               |                    | 4 010          | 3 082          |
| Plus ou moins values de cessions <sup>(1)</sup>                            |                    | (859)          | (3 873)        |
| Produits et charges financiers                                             |                    | (827)          | (405)          |
| Variation du besoin en fonds de roulement                                  |                    | 2 530          | 2 335          |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR L'EXPLOITATION</b>                  |                    | <b>6 091</b>   | <b>7 337</b>   |
| Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus                 |                    | 620            | 1 749          |
| Impôts sur le résultat payés                                               |                    | (677)          | (621)          |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b>          | <b>(A)</b>         | <b>6 034</b>   | <b>8 465</b>   |
| <b>Opérations d'investissement</b>                                         |                    |                |                |
| Investissements corporels et incorporels                                   |                    | (5 984)        | (6 001)        |
| Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles        |                    | 17             | 16             |
| Variations d'actifs financiers <sup>(2)</sup>                              |                    | 1 022          | (1 676)        |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT</b>        | <b>(B)</b>         | <b>(4 945)</b> | <b>(7 661)</b> |
| <b>Opérations de financement</b>                                           |                    |                |                |
| Emissions d'emprunts et conventions de placements                          |                    | 1 282          | 6 130          |
| Remboursements d'emprunts et conventions de placements                     |                    | (5 204)        | (8 645)        |
| Dividendes versés                                                          | 24                 | (110)          | (165)          |
| Augmentation des fonds propres                                             | 24                 | 4 005          | -              |
| Emission de titres subordonnés à durée indéterminée                        |                    | -              | -              |
| Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession   |                    | 8              | 7              |
| Subventions d'investissement reçues                                        |                    | 4              | 8              |
| <b>FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT</b>          | <b>(C)</b>         | <b>(15)</b>    | <b>(2 665)</b> |
| <b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>   | <b>(A)+(B)+(C)</b> | <b>1 074</b>   | <b>(1 861)</b> |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>               | <b>22</b>          | <b>(3 981)</b> | <b>(2 427)</b> |
| Incidences des variations de change                                        |                    | (23)           | 250            |
| Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie   |                    | 55             | 57             |
| <b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE <sup>(3)</sup></b> | <b>22</b>          | <b>(2 875)</b> | <b>(3 981)</b> |

(1) Ce poste inclut la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société CTE (ex C25) soit 388 millions d'euros en 2017 et 3 780 millions d'euros en 2016 (voir note 2.4).

(2) En 2017, ce poste inclut l'acquisition des titres Framatome pour 1 894 millions d'euros (voir note 2.2). En 2016, il comprenait un montant de 1 538 millions d'euros encaissé au titre de la cession d'une quote-part (26,4 %) de la créance CSPE. La créance cédée comprenait une composante hors actifs dédiés pour un montant de 644 millions d'euros. Par ailleurs, ce poste incluait la rémunération en numéraire des titres RTE cédés à la société CTE (ex C25) pour 2 667 millions d'euros.

(3) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. Ils intègrent en revanche les conventions de gestion de trésorerie avec les filiales et les conventions de comptes courants « Cash pooling » des sociétés C2, C3 et EDF Holding SAS. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.



**ÉTATS FINANCIERS**  
Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

**NOTE 1 PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES****1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE**

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général modifié.

Le règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture est d'application obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

La 1<sup>re</sup> application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable. L'effet après impôt, calculé de manière rétrospective pour les seules opérations existantes au 1<sup>er</sup> janvier 2017, est imputé en report à nouveau pour 84 millions d'euros (voir renvoi (1) de la note 24).

La mise en œuvre de ce règlement a conduit aux évolutions suivantes :

- l'arrêt de la comptabilisation des plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, impactant auparavant le résultat financier et qui sont désormais comptabilisées au bilan en écarts d'évaluation (les pertes latentes, quant à elles, continuent d'impacter le résultat financier). L'impact sur les capitaux propres après impôt n'est pas significatif ;
- l'application de la comptabilité de couverture à des dérivés de change antérieurement comptabilisés comme des dérivés spéculatifs mais considérés comme des instruments de couverture de gestion (impactant le résultat financier). De façon générale, le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par le nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts. L'impact sur les capitaux propres après impôt s'élève à 87 millions d'euros ;
- le résultat latent sur les dérivés souscrits à des fins de couverture des achats de matières premières est comptabilisé de manière similaire aux éléments couverts. L'impact sur les capitaux propres après impôt s'élève à (3) millions d'euros ;
- les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation et non plus en résultat financier.

Au 31 décembre 2017, l'application du nouveau règlement au titre des opérations concernant l'exercice 2017 se traduit par :

- une diminution du résultat financier pour un montant de 51 millions d'euros du fait de l'application obligatoire de la comptabilité de couverture dès lors qu'une relation de couverture est identifiée en gestion ;
- un redressement du résultat financier vers le résultat d'exploitation pour un montant de 21 millions d'euros au titre des pertes et gains de change sur dettes et créances commerciales.

Les autres méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

**1.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION**

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

**1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires**

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW étaient réunies. EDF a ainsi procédé au 1<sup>er</sup> janvier 2016 à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim - (voir note 2.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW des comptes sociaux 2016).

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

**1.2.2 Provisions nucléaires**

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cours est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêt des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

**1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi**

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêt des comptes au 31 décembre 2017 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses

**6.**

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

actuelles retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

#### 1.2.4 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

#### 1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

##### 1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;

- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;

- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

#### 1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

##### 1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du plan comptable général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

##### 1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

#### 1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

##### 1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cours (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.



## ÉTATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

#### 1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire 40 à 50 ans
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 45 ans

#### 1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

##### 1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

##### 1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) pour les concessions initiales, et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir 1.14.2).

## 1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;

- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des Plans à Moyen Terme (PMT) et des hypothèses validées par la Direction.

## 1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

### 1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Conformément à l'article 213-8 du PCG, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de Bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir de la valeur de transaction, des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

### 1.7.2 Titres immobilisés de l'activité de portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application de l'article 213-8 du règlement 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables relatif au Plan Comptable Général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

### 1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

### 1.8 STOCKS ET EN-COURS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

#### 1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

#### 1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.3).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

### 1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE

#### 1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

#### 1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré premier sorti ».

### 1.10 FRAIS D'ÉMISSION ET PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS

Les primes de remboursement sont amorties par fractions égales (linéairement), au prorata de la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

#### 1.11 ÉCARTS DE CONVERSION

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non convertis pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est désormais enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts en application du règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture (voir note 1.1).

#### 1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

#### 1.13 AUTRES FONDS PROPRES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat, prorata temporis.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.



## ÉTATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

#### 1.14 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

##### 1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité - SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est construit par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recourent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

##### 1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1<sup>er</sup> janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retrais d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

#### 1.15 PROVISIONS HORS AVANTAGES DU PERSONNEL

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de

gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

##### 1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cours).

Les charges pour derniers cours correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cours) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

##### 1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

#### 1.16 AVANTAGES DU PERSONNEL

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

##### 1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, EDF a opté au 1<sup>er</sup> janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à l'article 324-1 du règlement 2014-03 de l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs provisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'Etat, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;

- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;

- le coût des services passés, induisant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

#### 1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail - maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'Etat en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité isolaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de Engie correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. A cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;



**ÉTATS FINANCIERS**  
**Annexe aux comptes sociaux**

- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraits ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

**1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme**

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

**1.17 INSTRUMENTS DÉRIVÉS**

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

**1.18 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES**

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

**1.19 ENVIRONNEMENT****1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.1.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négocie » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif (provision) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquies pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

**6.****1.19.2 Certificats d'économies d'énergie**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.2.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré premier sorti ».

À la date d'arrêt, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (stock) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.



## 6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

### NOTE 2 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE

#### 2.1 AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 3 116 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) sont comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et débent 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital. La dilution de l'État français se traduit par un élargissement du flottant, la part détenue par le public (dont l'actionnariat salarié) dans le capital social de la Société étant portée de 14,25 % à 16,81 %, après réalisation de l'augmentation de capital.

#### 2.2 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

Suite à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre dernier, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession au 31 décembre 2017, d'une participation conférant à EDF le contrôle majoritaire d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustibles et de service à la base installée de l'ex Groupe AREVA.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x<sup>(1)</sup>.

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse sur la base de comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017), lorsque ceux-ci seront établis. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros. Enfin, EDF bénéficie de clauses de garantie de passif.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, sont exclus du périmètre repris par EDF et restent au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

La signature des accords engageants du 22 décembre 2017 est intervenue suite à l'avis positif émis par le collège de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) le 28 juin 2017 sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF ayant en effet décidé, le 12 juillet 2017, de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve de ce réacteur.

Cette signature a fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par New NP. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

Le 31 décembre 2017, EDF a finalisé l'acquisition de 75,5 % de Framatome.

Concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA SA, Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem, sont respectivement entrés au capital de Framatome à hauteur de 19,5 % et 5 %.

Les mécanismes d'immunisation et les garanties définies dans le contrat de cession définitif signé avec EDF le 22 décembre 2017 s'appliquent également à Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem.

Enfin, les trois nouveaux associés de New NP ont décidé la modification de la dénomination sociale de New NP, dénommée Framatome depuis le 4 janvier 2018.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur à ce stade, n'a pas encore été publié au Journal Officiel de l'Union européenne.

##### 2.2.1 Historique des opérations

EDF et AREVA SA ont signé le 30 juillet 2015, un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF, la participation d'AREVA SA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (créée le 17 mai 2017 et qui se dénomme Edrance), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (et maintenant Framatome), destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôles commandes des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016 actant notamment de l'accord du Conseil d'administration d'EDF sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF et prenant en compte les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 qui étaient :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerrait le contrôle exclusif et qui reprendrait les contrats détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entendait se prémunir (confr. point suivant) ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA NP du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou de la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication conduisant le nouveau protocole à poser les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives pour la réalisation de l'acquisition liées aux résultats d'audits qualité ;
- AREVA NP resterait une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserverait ses contrats, hors ceux transférés à New NP.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été signé le 15 novembre 2016 entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part.

La réalisation de la transaction, restait notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets

ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes sociaux

## 2.2.2 Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services, permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustibles nucléaires pour des clients électrochimiques ainsi que pour certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six business units implantées majoritairement en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- **Direction Technique et Ingénierie** : développement, conception, certification et licensing des chaudières et services associés ;
- **Grands projets** : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- **Services à la Base Installée** : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- **Combustible** : développement, conception, licensing et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- **Composants** : conception et fabrication des composants lourds et mobiles de centrales nucléaires ;
- **Contrôles-Commandes (I&C)** : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et il restera après cette acquisition (voir note 39 sur les parties liées).

EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible, et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF de l'étude à la mise en service, pour la chaudière et les contrôles commandes des nouveaux réacteurs EPR en construction de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

## 2.2.3 Traitements dans les comptes sociaux

L'acquisition de la participation d'EDF dans Framatome est intervenue le 31 décembre 2017.

Cette opération s'est traduite par l'acquisition de 98 805 807 actions, représentant 75,5 % du capital de la Société pour un montant de 1 894 millions d'euros y compris frais d'acquisition. Ces titres sont classés au bilan en titres de participation (voir note 18). Par ailleurs, la réalisation de cette opération a également des impacts sur les engagements hors bilan (voir note 36).

## 2.3 PRÉCISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018 ;

- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015<sup>(1)</sup>, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts<sup>(2)</sup> estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençage des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRP) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement ;

- par ailleurs, le risque de report de la livraison (COD) est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induit un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRP pour EDF serait d'environ 8,2 %.

La société de projet NNB, dans le respect de ses règles de gouvernance, va étudier et mettre en place les recommandations de la revue.

Le management du projet est mobilisé sur l'objectif initial de livraison de la tranche à fin 2025, et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

## 2.4 FINALISATION DE LA CESSION DE 49,9 % DE CTE

6.

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances avaient conduit un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité<sup>(3)</sup> (RTE), et les modalités d'un partenariat long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée était fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Le schéma retenu avait conduit EDF à transférer le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise à ce stade dénommée C25, en contrepartie de titres de la société C25 pour 5 143 millions d'euros et 2 667 millions d'euros de numéraire.

Au 31 décembre 2016, cette opération s'était traduite par la constatation d'une plus-value de cession pour un montant de 3 780 millions d'euros enregistrée en résultat exceptionnel (voir note 2.5 des comptes sociaux 2016). La participation d'EDF dans C25 était classée au bilan en titres de participation pour la part conservée par EDF à l'issue de l'opération (50,1 %) et en TIAP pour la part cédée en 2017 à la Caisse des Dépôts/CNP Assurances (49,9 %).

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C25), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de CTE, avec une participation de 50,1 % pour EDF, 29,9 % pour la Caisse des Dépôts et 20 % pour CNP Assurances.

La finalisation de l'opération s'est traduite par une plus-value de cession pour un montant de 388 millions d'euros comptabilisée en résultat exceptionnel (voir note 14) au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2017, la participation d'EDF à hauteur de 50,1 % dans CTE est classée au bilan en titres de participation pour un montant de 2 705 millions d'euros.

Conformément au décret n°2016-1781 du 19 décembre 2016, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est désormais affectée aux actifs dédiés (voir note 38.2.3).

(1) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros.

(2) Nets des plans d'actions.

(3) Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

### 2.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS SAMOURAI DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samourai Green et continue ainsi de participer activement au développement des Green Bonds comme outils de financement de la transition énergétique.

### 2.6 INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS

La contribution sur les revenus distribués, instaurée en 2012, impose les sociétés qui effectuent des distributions en numéraire à hauteur de 3 % des sommes distribuées.

À la suite de procédures contentieuses, le Conseil constitutionnel a jugé le 6 octobre dernier que cette contribution était inconstitutionnelle car elle portait atteinte aux principes d'égalité devant la loi et les charges publiques dans la mesure où elle créait des différences de traitement fiscal sur la seule base de l'origine (et la nature) du bénéfice distribué.

EDF avait déposé des réclamations pour 213 millions d'euros au titre des exercices 2013 à 2017 et a comptabilisé en 2017 un produit d'impôt sur les sociétés afférent pour 247 millions d'euros induisant 34 millions d'euros d'intérêts moratoires. Fin décembre 2017, EDF a reçu de l'État un remboursement partiel de ces réclamations à hauteur de 235 millions d'euros.



ÉTATS FINANCIERS  
Annexe aux comptes sociauxNOTE 3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES SURVENUES  
AU COURS DE L'EXERCICE3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES  
D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

## Tarifs bleus

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L.337-4, L.337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017, confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de +1,7 % au 1<sup>er</sup> août 2017.

Par ailleurs, lors de la préparation du mouvement tarifaire 2017, la CRE a fait procéder à un audit de l'affectation des coûts commerciaux d'EDF afin de vérifier l'application de la méthodologie garantissant que les TRV ne supportaient pas les coûts de développement des offres de marché proposées par EDF. Ce point a été confirmé publiquement dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition de mouvement tarifaire.

Les mouvements tarifaires de 2016 et 2017 font l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie.

3.2 COMPENSATION DES CHARGES  
DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE  
(CSPE)

## Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser via deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2018 prévoit au titre des charges de l'année 2018 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,2 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 de plafonnements de taxe CSPE ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors ENR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés via le budget général ;
- à noter, à partir de 2018, la disparition progressive des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), qui seront remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF SA mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges en 2018 au titre des délais de facturation du TPN 2017.

Le financement du mécanisme est en 2018, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n°2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces

pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L.314-14-1 du Code de l'énergie ;

- les autres charges de service public - hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;

- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la CSPE est fixé au même niveau en 2018, qu'en 2017 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour sept niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat sont en 2018, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas en 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2017 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2017 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la vision de juillet 2016 pour 2017 et la vision de juillet 2017 pour 2017 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché.

## Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2017 s'élève à 6 558 millions d'euros, en légère hausse par rapport à 2016 en raison de l'augmentation de la production éolienne et photovoltaïque.

Les montants encaissés pendant l'année 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 065 millions d'euros, en hausse par rapport à 2016.

Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit du 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily bancaire auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

À fin décembre 2017, l'État avait versé 881 millions d'euros sur les 904 millions d'euros dus au titre de 2017. Les 23 millions d'euros restants ont été versés le 2 janvier 2018.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 13 juillet 2017 la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016 (6 345 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 (6 698 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2018 (7 390 millions d'euros).

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Annexe aux comptes sociaux

#### 3.3 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'Etat portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long-terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2017, deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 22,6 GW en décembre 2016 pour un prix de 10 €/kW (prix de référence marché pour l'année 2017) et 0,5 GW en avril 2017 pour un prix de 10,42 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans le mouvement tarifaire d'août 2017.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, de nouvelles sessions de marché ont eu lieu en novembre 2017 (10,96 GW échangés à un prix de 9,31 €/kW) et décembre 2017 (10,25 GW échangés à un prix de 9,38 €/kW), déterminant le prix de référence marché pour l'année 2018 à 9,34 €/kW.

En décembre 2017 s'est également tenue la première enchère de capacité relative à l'année 2019, pour un volume de 1,22 GW à un prix de 13 €/kW.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

#### 3.4 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'Etat a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général.

Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

#### 3.5 CERTIFICAT D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIÈME PÉRIODE (2018-2020)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministre de l'Environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 €/MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation classique.

EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'Etat. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose EDF à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

#### 3.6 ARENH

Après une souscription significative au guichet de novembre/décembre 2016, confirmé au guichet de mai 2017, pour un total de livraison 2017 de l'ordre de 82 TWh, la souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'élève à 94,6 TWh. Les souscriptions au titre des pertes sur les réseaux ont fortement augmenté (0,7 TWh en 2017, contre 9,2 TWh en 2018) du fait d'une évolution récente des règles. Le volume de 85,4 TWh demandé par les fournisseurs alternatifs est en hausse d'environ 4 TWh sur 2017.

Ce volume de souscription résulte des prix en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH induit une livraison de garantie de capacités.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## COMPTE DE RÉSULTAT

## NOTE 4 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

| (en millions d'euros)           | 2017          | 2016          |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| Ventes d'énergie <sup>(1)</sup> | 40 131        | 38 836        |
| Ventes de services et divers    | 2 240         | 2 021         |
| <b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>       | <b>42 371</b> | <b>40 857</b> |

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

EDF présente une hausse du chiffre d'affaires sur l'exercice 2017, qui est liée aux fortes souscriptions ARENH en 2017 (82,1 TWh) alors que les souscriptions étaient nulles en 2016. Cette augmentation est partiellement compensée par les effets de la

régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1<sup>er</sup> août 2014 au 31 juillet 2015, enregistrés en 2016, de 1 018 millions d'euros sans équivalent en 2017.

## NOTE 5 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

| (en millions d'euros)                    | 2017         | 2016         |
|------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES</b> | <b>6 558</b> | <b>6 532</b> |

6.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 547 millions d'euros en 2017 (6 510 millions d'euros en 2016). L'évolution

s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque et éolienne compensée par la hausse des prix de marché de l'électricité.

## NOTE 6 REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION

| (en millions d'euros)                                                                | 2017         | 2016         |
|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Reprises sur provisions pour risques</b>                                          | <b>382</b>   | <b>261</b>   |
| Pensions et obligations assimilées                                                   | 998          | 1 219        |
| Gestion du combustible nucléaire usé                                                 | 851          | 817          |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs <sup>(1)</sup>                          | 236          | 698          |
| Déconstruction des centrales nucléaires                                              | 131          | 159          |
| Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques                   | 49           | 51           |
| Autres provisions pour charges                                                       | 122          | 225          |
| <b>Reprises sur provisions pour charges</b>                                          | <b>2 387</b> | <b>3 169</b> |
| <b>Reprises sur dépréciations</b>                                                    | <b>462</b>   | <b>378</b>   |
| <b>TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION</b> | <b>3 231</b> | <b>3 808</b> |

(1) Dont en 2016, une reprise de 465 millions d'euros correspondant à un recensement des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé.

## NOTE 7 AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

| (en millions d'euros)                                                | 2017       | 2016       |
|----------------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Autres produits d'exploitation                                       | 740        | 665        |
| Transferts de charges                                                | 83         | 119        |
| <b>TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES</b> | <b>823</b> | <b>784</b> |



## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 8 CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

| (en millions d'euros)                                                 | 2017          | 2016          |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Achats consommés de combustibles <sup>(1)</sup>                       | 3 186         | 2 894         |
| Achats d'énergie <sup>(2)</sup>                                       | 15 870        | 12 427        |
| Achats de services et autres achats consommés de biens <sup>(3)</sup> | 17 667        | 18 087        |
| <b>TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS</b>       | <b>36 723</b> | <b>33 408</b> |

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fossiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les achats d'énergie incluent les obligations d'achats. La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par l'augmentation des achats sur les marchés en raison notamment du sourcing de la souscription ARBNH, dans un contexte de diminution de la production nucléaire liée aux arrêts de réacteurs pour contrôles supplémentaires initiés en 2016.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 357 millions d'euros en 2017.

#### NOTE 9 IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

| (en millions d'euros)                | 2017         | 2016         |
|--------------------------------------|--------------|--------------|
| Impôts et taxes sur rémunérations    | 174          | 176          |
| Impôts et taxes liés à l'énergie     | 1 249        | 1 236        |
| Contribution Économique Territoriale | 417          | 482          |
| Taxes foncières                      | 413          | 408          |
| Autres impôts et taxes               | 314          | 314          |
| <b>TOTAL IMPÔTS ET TAXES</b>         | <b>2 567</b> | <b>2 616</b> |

#### NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

| (en millions d'euros)             | 2017         | 2016         |
|-----------------------------------|--------------|--------------|
| Salaires et traitements           | 3 831        | 4 001        |
| Charges sociales                  | 2 923        | 2 873        |
| <b>TOTAL CHARGES DE PERSONNEL</b> | <b>6 754</b> | <b>6 874</b> |

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs.

|                               | 2017          |               |               | 2016          |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|                               | Cadres        | Non cadres    | Total         | Total         |
| Statut IEG                    | 27 817        | 34 676        | 62 493        | 65 256        |
| Autres                        | 1 818         | 2 266         | 4 084         | 4 238         |
| <b>TOTAL EFFECTIFS MOYENS</b> | <b>29 635</b> | <b>36 942</b> | <b>66 577</b> | <b>69 494</b> |

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.



ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 11 DOTATIONS D'EXPLOITATION

## 11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

| (en millions d'euros)                                   | 2017         | 2016         |
|---------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Sur immobilisations incorporelles                       | 216          | 181          |
| Sur immobilisations corporelles :                       |              |              |
| ■ du domaine propre <sup>(1)</sup>                      | 2 864        | 2 451        |
| ■ du domaine concédé <sup>(2)</sup>                     | 260          | 246          |
| <b>Dotations aux amortissements des immobilisations</b> | <b>3 340</b> | <b>2 878</b> |
| <b>Autres dotations aux amortissements</b>              | <b>26</b>    | <b>26</b>    |
| <b>TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS</b>               | <b>3 366</b> | <b>2 904</b> |

(1) Dont 115 millions d'euros d'amortissements accélérés en 2017 liés à la fermeture des centrales thermiques fioul.

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

## 11.2. DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS

| (en millions d'euros)                                                    | 2017         | 2016         |
|--------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Provisions pour risques <sup>(1)</sup></b>                            | <b>78</b>    | <b>372</b>   |
| Pensions et obligations assimilées                                       | 889          | 891          |
| Gestion du combustible nucléaire usé                                     | 443          | 389          |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs                             | 118          | 173          |
| Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs <sup>(2)</sup> | 2            | 156          |
| Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques       | 19           | 22           |
| Autres provisions                                                        | 160          | 137          |
| <b>Provisions pour charges</b>                                           | <b>1 631</b> | <b>1 768</b> |
| <b>Dépréciations <sup>(3)</sup></b>                                      | <b>366</b>   | <b>506</b>   |
| <b>TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS</b>                   | <b>2 075</b> | <b>2 646</b> |

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont une dotation de 125 millions d'euros en 2016 concernant l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon.

(3) Dont une dotation de 29 millions d'euros en 2016 liée à la décision de fermer la tranche 1 de la centrale thermique de Porcheville début 2017.

## NOTE 12 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 1 644 millions d'euros en 2017 (1 482 millions d'euros en 2016) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la variation de stock de certificats

d'économies d'énergie ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Compte de résultat

#### NOTE 13 RÉSULTAT FINANCIER

| (en millions d'euros)                                                                   | 2017           | 2016           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| Produits financiers de participations <sup>(1)</sup>                                    | 1 828          | 2 240          |
| Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé <sup>(2)</sup> | 496            | 555            |
| Charges et produits d'intérêts et assimilés <sup>(3)</sup>                              | (1 325)        | (2 856)        |
| Reprises sur dépréciations et transferts de charges <sup>(4)</sup>                      | 948            | 1 535          |
| <b>Résultat de change</b>                                                               | <b>(172)</b>   | <b>466</b>     |
| ■ Gains de change réalisés                                                              | 2 256          | 3 061          |
| ■ Pertes de change réalisées                                                            | (2 428)        | (2 595)        |
| <b>Résultat de cession des valeurs mobilières de placement</b>                          | <b>(140)</b>   | <b>(35)</b>    |
| ■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement                             | 18             | 9              |
| ■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement                               | (158)          | (44)           |
| <b>Dotations financières aux amortissements et provisions <sup>(5)</sup>, dont :</b>    | <b>(2 623)</b> | <b>(3 169)</b> |
| ■ Charge d'actualisation avantages au personnel                                         | (585)          | (688)          |
| ■ Charge d'actualisation provisions nucléaires                                          | (1 881)        | (2 178)        |
| <b>RÉSULTAT FINANCIER</b>                                                               | <b>(988)</b>   | <b>(1 264)</b> |

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (659 millions d'euros en 2017 et 551 millions d'euros en 2016) ;
- C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (334 millions d'euros en 2017 et 345 millions d'euros en 2016) ;
- EDF International (200 millions d'euros en 2017 et 500 millions d'euros en 2016) ;
- EDF Holding (société détenant EDF Trading) (517 millions d'euros en 2016 sans équivalent en 2017) ;
- PB (101 millions d'euros en 2017 et 55 millions d'euros en 2016) ;
- EDF Immo (234 millions d'euros en 2017 et 61 millions d'euros en 2016) ;
- RTE (129 millions d'euros en 2016 sans équivalent en 2017) ;
- CTE (60 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2016) ;
- EDEV (123 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2016) ;

(2) En 2017, ce poste intègre un produit de 64 millions d'euros (100 millions d'euros en 2016) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) La diminution est liée pour l'essentiel à l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change pour 1 401 millions d'euros.

(4) La variation s'explique principalement par la reprise d'une provision pour pertes de change latents au titre des emprunts perpétuels pour un montant de 524 millions d'euros (voir note 27).

(5) La variation s'explique principalement par les effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts pour un montant de 297 millions d'euros ainsi que les effets liés à l'évolution des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi pour un montant de 103 millions d'euros.

En 2017, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires diminue sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel moins importante que sur la période comparée 2016 versus 2015 (2,6 % au 31 décembre 2017, 2,7 % au 31 décembre 2016 et 2,9 % au 31 décembre 2015).

#### NOTE 14 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2017, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 252 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 388 millions d'euros concernant la cession de TIAP CTE dans le cadre du déboucement de l'opération RTE (voir note 2.4) ;
- des plus-values nettes de 872 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 62 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, le résultat exceptionnel représente un produit net de 4 277 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 3 780 millions d'euros au titre de la cession de l'intégralité des titres de participation RTE à la société C25 (voir note 2.4) ;
- des plus-values nettes de 367 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 126 millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS  
Compte de résultat

## NOTE 15 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

## 15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2017 comprend 234 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Energies Nouvelles et Dalkia. La sortie de RTE et ses filiales, du Groupe Fiscal EDF s'applique avec une date d'effet au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

## 15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales débiteurs l'économie d'impôt produite par leurs débits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des débits.

Suite à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués, EDF a enregistré un produit d'impôt de 247 millions d'euros (voir note 2.6).

La première loi de Finances pour 2017 a créé deux contributions exceptionnelles additionnelles à l'impôt sur les sociétés ne s'appliquant qu'aux résultats de 2017. Ces contributions cumulatives visent les grandes sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 1 milliard d'euros pour la première et 3 milliards d'euros pour la seconde. EDF est concernée par ces deux contributions portant ainsi le taux d'impôt sur les sociétés pour l'exercice 2017 à 44,43 % (y compris la contribution sociale de 3,3 %).

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 687 millions d'euros au titre de l'exercice 2017.

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 677 millions d'euros au titre du résultat courant déductible 2017 ;
- un produit de 69 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel (dont 247 millions d'euros liés à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 %) ;
- une charge de 59 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

## 15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2017 au titre du CICE 2016 ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement.

## 15.4 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déductibles qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2017      | 31/12/2016      | Variation      |
|---------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------|
| <b>1. Différences temporaires générant un actif d'impôt</b>   |                 |                 |                |
| ■ Provisions non déductibles <sup>(1)</sup>                   | (13 925)        | (14 938)        | 1 013          |
| ■ Instruments financiers et écarts de conversion              | 43              | (967)           | 1 010          |
| ■ Autres                                                      | (312)           | (378)           | 66             |
| <b>TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX NORMAL</b>                      | <b>(14 194)</b> | <b>(16 283)</b> | <b>2 089</b>   |
| <b>2. Différences temporaires générant un passif d'impôt</b>  |                 |                 |                |
| ■ Instruments financiers et écarts de conversion              | 19              | 2 276           | (2 257)        |
| ■ Autres                                                      | 1 926           | 1 716           | 210            |
| <b>TOTAL PASSIF D'IMPÔT - TAUX NORMAL</b>                     | <b>1 945</b>    | <b>3 992</b>    | <b>(2 047)</b> |
| ■ Plus value en suris d'imposition                            | -               | 79              | (79)           |
| ■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %       | (8)             | (10)            | 2              |
| <b>TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX RÉDUIT</b>                      | <b>(8)</b>      | <b>69</b>       | <b>(77)</b>    |
| <b>SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)</b>                   | <b>(12 257)</b> | <b>(12 222)</b> | <b>(35)</b>    |
| Créance future d'impôt au taux de droit commun <sup>(2)</sup> | 3 338           | 3 585           | (247)          |
| Créance future d'impôt au taux réduit                         | 1               | (2)             | 3              |

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Bilan

## BILAN

### NOTE 16 VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

| (en millions d'euros)                                                    | Valeurs brutes<br>au 31/12/2016 | Augmentations | Diminutions  | Valeurs brutes<br>au 31/12/2017 |
|--------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------|--------------|---------------------------------|
| Logiciels                                                                | 1 379                           | 291           | 84           | 1 586                           |
| Autres                                                                   | 240                             | 8             | 1            | 247                             |
| <b>Immobilisations incorporelles</b>                                     | <b>1 619</b>                    | <b>299</b>    | <b>85</b>    | <b>1 833</b>                    |
| Terrains                                                                 | 118                             | 4             | 3            | 119                             |
| Constructions et agencements de terrains                                 | 10 351                          | 310           | 61           | 10 600                          |
| Tranches de production nucléaire                                         | 54 202                          | 2 896         | 992          | 56 106                          |
| Matériel et outillage industriel hors réseau                             | 12 572                          | 642           | 123          | 13 091                          |
| Réseau du domaine propre                                                 | 999                             | 28            | -            | 1 027                           |
| Autres immobilisations corporelles                                       | 1 547                           | 126           | 83           | 1 590                           |
| <b>Immobilisations corporelles du domaine propre</b>                     | <b>79 789</b>                   | <b>4 006</b>  | <b>1 262</b> | <b>82 533</b>                   |
| Terrains                                                                 | 40                              | -             | -            | 40                              |
| Constructions et agencements de terrains                                 | 9 906                           | 140           | 14           | 10 032                          |
| Matériel et outillage industriel hors réseau                             | 1 504                           | 77            | 11           | 1 570                           |
| Réseau du domaine concédé                                                | 2 658                           | 111           | 16           | 2 753                           |
| Autres immobilisations corporelles                                       | 11                              | 10            | 1            | 20                              |
| <b>Immobilisations corporelles du domaine concédé <sup>(1)</sup></b>     | <b>14 119</b>                   | <b>338</b>    | <b>42</b>    | <b>14 415</b>                   |
| Immobilisations corporelles <sup>(2)</sup>                               | 14 059                          | 6 141         | 4 068        | 16 132                          |
| Immobilisations incorporelles <sup>(2)</sup>                             | 632                             | 388           | 313          | 707                             |
| Avances et acomptes versés sur commandes                                 | 3 050                           | -             | 46           | 3 004                           |
| <b>Immobilisations en cours</b>                                          | <b>17 741</b>                   | <b>6 529</b>  | <b>4 427</b> | <b>19 843</b>                   |
| <b>TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES <sup>(3)</sup></b> | <b>113 268</b>                  | <b>11 172</b> | <b>5 816</b> | <b>118 624</b>                  |

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR de Flamanville 3.

(3) Dont l'EPR de Flamanville 3 pour 9 732 millions d'euros au 31 décembre 2017.

### NOTE 17 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

| (en millions d'euros)                                 | Montants cumulés<br>au 31/12/2016 | Augmentations | Diminutions  | Montants cumulés<br>au 31/12/2017 |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------|--------------|-----------------------------------|
| Logiciels                                             | 649                               | 206           | 83           | 772                               |
| Autres                                                | 102                               | 26            | -            | 128                               |
| <b>Immobilisations incorporelles</b>                  | <b>751</b>                        | <b>232</b>    | <b>83</b>    | <b>900</b>                        |
| Terrains et constructions                             | 6 952                             | 244           | 54           | 7 142                             |
| Tranches de production nucléaire                      | 38 429                            | 2 093         | 1 108        | 39 414                            |
| Matériel et outillage industriel hors réseau          | 8 018                             | 555           | 125          | 8 448                             |
| Réseau du domaine propre                              | 445                               | 29            | -            | 474                               |
| Autres immobilisations corporelles                    | 923                               | 148           | 82           | 989                               |
| <b>Immobilisations corporelles du domaine propre</b>  | <b>54 767</b>                     | <b>3 069</b>  | <b>1 369</b> | <b>56 467</b>                     |
| Terrains et constructions                             | 6 211                             | 142           | 11           | 6 342                             |
| Matériel et outillage industriel hors réseau          | 1 033                             | 30            | 11           | 1 052                             |
| Réseau du domaine concédé                             | 1 082                             | 72            | 14           | 1 140                             |
| Autres immobilisations corporelles                    | 11                                | -             | 1            | 10                                |
| <b>Immobilisations corporelles du domaine concédé</b> | <b>8 337</b>                      | <b>244</b>    | <b>37</b>    | <b>8 544</b>                      |
| Immobilisations corporelles en cours                  | 141                               | 54            | 7            | 188                               |
| <b>TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS</b>          | <b>63 996</b>                     | <b>3 599</b>  | <b>1 496</b> | <b>66 099</b>                     |



## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## NOTE 18 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

## 18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

| (en millions d'euros)                                                   | Valeurs brutes<br>au 31/12/2017 | Valeurs brutes<br>au 31/12/2016 |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Participations <sup>(1)</sup>                                           | 58 594                          | 55 667                          |
| Créances rattachées aux participations                                  | 55                              | 51                              |
| Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) <sup>(2)</sup>  | 17 875                          | 16 698                          |
| Autres titres immobilisés                                               | 269                             | 257                             |
| Créance CSPE <sup>(3)</sup>                                             | 3 294                           | 4 184                           |
| Prêts aux filiales et autres immobilisations financières <sup>(4)</sup> | 9 095                           | 9 686                           |
| <b>TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES</b>               | <b>89 182</b>                   | <b>86 543</b>                   |
| Dépréciations des participations et créances rattachées                 | (204)                           | (171)                           |
| Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés                     | (55)                            | (183)                           |
| <b>TOTAL DÉPRÉCIATIONS</b>                                              | <b>(259)</b>                    | <b>(354)</b>                    |
| <b>TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES</b>               | <b>88 923</b>                   | <b>86 189</b>                   |

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- la prise de participation dans la société Framatome à hauteur de 75,5 % du capital pour une valeur de 1 894 millions d'euros y compris les frais d'acquisition (voir note 2.2) ;
- l'acquisition complémentaire, en 2017, de titres CTE pour 128 millions d'euros liée à la finalisation de l'opération de cession de 49,9 % de CTE ;
- la souscription à l'augmentation de capital de EDF Nouveaux Business Holding ;
- des prises de participation effectuées par EDF Invest :
- la souscription à l'augmentation de capital d'Altorcad (participation minoritaire dans Autostrade per l'Italia, gestionnaire italien de concessions autoroutières) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de Clart (réalisation du projet immobilier SMART SIDE : construction d'un immeuble de bureau à Clichy Saint Ouen) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de Eureizen (participation minoritaire dans Q-Park NV, opérateur néerlandais de parc de stationnement) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de Manostock (participation minoritaire dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de Silicav (participation minoritaire dans Central Sicat, société italienne gérant un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C60 (participation à 50 % dans l'ensemble Ecovest à Levallois-Perret).

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période. Les acquisitions et cessions d'actifs dédiés génèrent des plus-values nettes de 872 millions d'euros sur l'exercice 2017 (voir note 1.4).

Les titres de la société CTE (ex C2S) destinés à être cédés à la Caisse des Dépôts et à la CNP Assurances (soit 49,9 %), classés en TIAP pour 2 566 millions d'euros au 31 décembre 2016, ont fait l'objet d'une cession en mars 2017 dans le cadre de la finalisation de l'opération de cession. Au 31 décembre 2017, la participation d'EDF à hauteur de 50,1 % dans CTE est classée au bilan en titres de participation pour un montant de 2 705 millions d'euros (voir note 2.4).

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 954 millions d'euros y compris intérêts (293 millions d'euros en 2016). (Voir note 3.2).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2017 est de 9 004 millions d'euros, dont 4 309 millions d'euros pour EDF International, 1 425 millions d'euros pour EDF Energy UK Ltd, 1 223 millions d'euros pour Dalkia, 965 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, 858 millions d'euros pour FSI et 70 millions d'euros pour EDISON.

6.

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Bilan

#### 18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

| (en millions d'euros)                     | Valeurs brutes<br>comptables<br>des titres<br>détenus | Dépré-<br>ciations<br>31/12/2017 | % du<br>capital<br>détenu | Capitaux<br>propres<br>2016 | Résultats<br>de<br>l'exercice<br>2016 | Dividendes<br>reçus en<br>2017 | Chiffres<br>d'affaires<br>2016 |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| <b>I. Filiales</b>                        |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
| ■ Sociétés Holdings                       |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
| EDEV                                      | 6 891                                                 | -                                | 100                       | 6 430                       | 144                                   | 123                            | 2                              |
| EDF International                         | 25 930                                                | -                                | 100                       | 20 501                      | (720)                                 | 200                            | 1                              |
| EDF Production Electrique Insulaire SAS   | 561                                                   | -                                | 100                       | 859                         | 135                                   | 101                            | 691                            |
| EDF Holding SAS                           | 1 950                                                 | -                                | 100                       | 2 080                       | (91)                                  | -                              | -                              |
| Société C3                                | 11 196                                                | -                                | 100                       | 11 646                      | 352                                   | 334                            | -                              |
| EDF Immo                                  | 1 361                                                 | -                                | 100                       | 1 627                       | 246                                   | 234                            | -                              |
| EDF Group Support Services                | ns                                                    | -                                | 100                       | ns                          | ns                                    | -                              | 146                            |
| CTE (Ex C2S) <sup>(1)</sup>               | 2 705                                                 | -                                | 50,1                      | 5 139                       | (4)                                   | 60                             | -                              |
| Autres                                    | 1 968                                                 | 15                               | 100                       | 1 082                       | 75                                    | 83                             | 7                              |
| ■ Sociétés industrielles et commerciales  |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
| <b>En France</b>                          |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
| Centrale Electrique Rhénane de Gambenheim | 3                                                     | -                                | 50                        | 10                          | -                                     | -                              | 4                              |
| Dalkia Investissement                     | 200                                                   | 27                               | 100                       | 158                         | 8                                     | 4                              | ns                             |
| Dalkia France                             | 967                                                   | -                                | 100                       | 599                         | 35                                    | 8                              | 2 040                          |
| Enedis                                    | 2 700                                                 | -                                | 100                       | 5 088                       | 788                                   | 659                            | 13 846                         |
| Framatome                                 | 1 894                                                 | -                                | 75,5                      | -                           | -                                     | -                              | -                              |
| <b>À l'étranger</b>                       |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
| Emosson                                   | 14                                                    | 14                               | 50                        | 130                         | -                                     | -                              | 33                             |
| Rheinkraftwerk Iffezheim (RKL)            | 3                                                     | -                                | 50                        | 109                         | 4                                     | 0                              | 17                             |
| Forces Motrices du Chatelôt               | ns                                                    | -                                | 50                        | 8                           | ns                                    | ns                             | 4                              |
| ■ Autres (GIE EIFER)                      |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |                                |
|                                           | 120                                                   | 117                              | -                         | -                           | -                                     | -                              | -                              |
| <b>TOTAL I</b>                            | <b>58 463</b>                                         | <b>173</b>                       |                           |                             |                                       | <b>1 806</b>                   |                                |

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) CTE (Ex C2S) : société détenant à 100 % RTE.

#### 18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

| (en millions d'euros)                                                                       | Valeurs brutes<br>comptables<br>des titres<br>détenus | Dépré-<br>ciations<br>31/12/2017 | % du<br>capital<br>détenu | Capitaux<br>propres<br>2016 | Résultats<br>de<br>l'exercice<br>2016 | Dividendes<br>reçus en<br>2017 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| <b>I. Filiales</b>                                                                          |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| <b>Total I Report des filiales</b>                                                          | <b>58 463</b>                                         | <b>173</b>                       |                           |                             |                                       | <b>1 806</b>                   |
| <b>II Participations</b>                                                                    |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 % |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| ■ Sociétés industrielles et commerciales                                                    |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| <b>En France</b>                                                                            |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| Trinet France                                                                               | 130                                                   | 31                               | 35                        | 294                         | 37                                    | 11                             |
| <b>Total II.1</b>                                                                           | <b>130</b>                                            | <b>31</b>                        |                           |                             |                                       | <b>11</b>                      |
| II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :                        |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| Autres                                                                                      | -                                                     | -                                | -                         | -                           | -                                     | -                              |
| <b>À l'étranger</b>                                                                         |                                                       |                                  |                           |                             |                                       |                                |
| Forces Motrices de Mauvoisin                                                                | 1                                                     | -                                | 10                        | 110                         | 5                                     | ns                             |
| <b>Total II.2</b>                                                                           | <b>1</b>                                              | <b>-</b>                         |                           |                             |                                       | <b>-</b>                       |
| <b>Total II</b>                                                                             | <b>131</b>                                            | <b>31</b>                        |                           |                             |                                       | <b>11</b>                      |
| <b>Total brut des filiales et participations</b>                                            | <b>58 594</b>                                         | <b>204</b>                       |                           |                             |                                       | <b>1 817</b>                   |
| <b>TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS</b>                                             | <b>58 390</b>                                         |                                  |                           |                             |                                       |                                |

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## 18.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

|                                | Montants à l'ouverture de l'exercice |                        |              | Montants à la clôture de l'exercice |                        |              |
|--------------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------|-------------------------------------|------------------------|--------------|
|                                | Valeur comptable brute               | Valeur comptable nette | Juste valeur | Valeur comptable brute              | Valeur comptable nette | Juste valeur |
| (en millions d'euros)          |                                      |                        |              |                                     |                        |              |
| VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP | 16 698                               | 16 520                 | 17 606       | 17 875                              | 17 825                 | 19 717       |

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2017, pour 17 825 millions d'euros d'actifs dédiés.

En 2017, EDF a cédé l'intégralité des TIAP de la société CTE (ex C25) dans le cadre de la finalisation de la cession de 49,9 % de CTE (voir note 2.4). EDF a également cédé l'intégralité des titres AREVA SA.

## 18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

|                       | Valeur brute au 31/12/2016 | Augmentation | Diminution | Valeur brute au 31/12/2017 |
|-----------------------|----------------------------|--------------|------------|----------------------------|
| (en millions d'euros) |                            |              |            |                            |
| ACTIONS PROPRES       | 26                         | 113          | (102)      | 37                         |

6.

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2017 s'élève à 3 379 422 actions pour une valeur de 37 millions d'euros.

## 18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

|                                                          | Degré d'exigibilité |           |         | Montants bruts au 31/12/2017 | Montants bruts au 31/12/2016 |
|----------------------------------------------------------|---------------------|-----------|---------|------------------------------|------------------------------|
|                                                          | < 1 an              | 1 à 5 ans | > 5 ans |                              |                              |
| (en millions d'euros)                                    |                     |           |         |                              |                              |
| Créances rattachées à des participations                 | 6                   | -         | 49      | 55                           | 51                           |
| Créance CSPE                                             | 1 280               | 2 014     | -       | 3 294                        | 4 184                        |
| Prêts aux filiales et autres immobilisations financières | 6 220               | 1 619     | 1 256   | 9 095                        | 9 687                        |
| CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ                           | 7 506               | 3 633     | 1 305   | 12 444                       | 13 922                       |



## 6. ETATS FINANCIERS

### Bilan

#### NOTE 19 STOCKS ET EN-COURS

|                                         | 31/12/2017     |              |                | 31/12/2016     |              |                |
|-----------------------------------------|----------------|--------------|----------------|----------------|--------------|----------------|
|                                         | Valeurs brutes | Provisions   | Valeurs nettes | Valeurs brutes | Provisions   | Valeurs nettes |
| <i>(en millions d'euros)</i>            |                |              |                |                |              |                |
| Combustible nucléaire                   | 8 693          | (15)         | 8 678          | 8 746          | (19)         | 8 727          |
| Autres matières premières               | 123            | -            | 123            | 185            | -            | 185            |
| Autres approvisionnements               | 1 186          | (179)        | 1 007          | 1 109          | (198)        | 911            |
| En-cours de production et autres stocks | 161            | -            | 161            | 333            | (30)         | 303            |
| <b>TOTAL STOCKS</b>                     | <b>10 163</b>  | <b>(194)</b> | <b>9 969</b>   | <b>10 373</b>  | <b>(247)</b> | <b>10 126</b>  |

#### NOTE 20 CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT

|                                                 | Degré d'exigibilité |              |              | Montants bruts au 31/12/2017 | Montants bruts au 31/12/2016 |
|-------------------------------------------------|---------------------|--------------|--------------|------------------------------|------------------------------|
|                                                 | < 1 an              | 1 à 5 ans    | > 5 ans      |                              |                              |
| <i>(en millions d'euros)</i>                    |                     |              |              |                              |                              |
| Avances et acomptes versés sur commandes        | 368                 | 225          | 193          | 786                          | 1 097                        |
| ■ Créances clients et comptes rattachés :       |                     |              |              |                              |                              |
| Factures établies                               | 2 524               | -            | -            | 2 524                        | 2 299                        |
| Factures à établir <sup>(1)</sup>               | 12 972              | -            | -            | 12 972                       | 14 188                       |
| ■ Autres créances d'exploitation <sup>(2)</sup> | 5 494               | 84           | 171          | 5 749                        | 5 860                        |
| Créances d'exploitation                         | 20 990              | 84           | 171          | 21 245                       | 22 347                       |
| Instruments de trésorerie <sup>(3)</sup>        | 458                 | 753          | 885          | 2 096                        | 4 610                        |
| Charges constatées d'avance                     | 570                 | 280          | 508          | 1 358                        | 1 334                        |
| <b>TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT</b>      | <b>22 386</b>       | <b>1 342</b> | <b>1 757</b> | <b>25 485</b>                | <b>29 388</b>                |

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2017 et intégraient en 2016 le produit à recevoir comptabilisé au titre de la régularisation tarifaire pour la part non encaissée au 31 décembre 2016, soit 966 millions d'euros (169 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Elles comprennent 3 945 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 140 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 637 millions d'euros en 2016). L'autre partie de la créance liée à ce mécanisme figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

#### NOTE 21 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

|                                                            | 31/12/2017    | 31/12/2016    | Variation de l'exercice |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|-------------------------|
| <i>(en millions d'euros)</i>                               |               |               |                         |
| Actions propres                                            | 3             | 3             | -                       |
| OPCVM                                                      | 2 650         | 3 955         | (1 305)                 |
| TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois | 3 093         | 4 179         | (1 086)                 |
| Obligations                                                | 7 179         | 6 787         | 392                     |
| Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement  | 1 613         | 2 280         | (667)                   |
| <b>Total valeur brute</b>                                  | <b>14 538</b> | <b>17 204</b> | <b>(2 666)</b>          |
| Dépréciations                                              | (11)          | (10)          | (1)                     |
| <b>TOTAL VALEUR NETTE</b>                                  | <b>14 527</b> | <b>17 194</b> | <b>(2 667)</b>          |

ÉTATS FINANCIERS  
Bilan

**NOTE 22 RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE  
ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE  
DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE**

| (en millions d'euros)                                                                                                                                                | 31/12/2017      | 31/12/2016      | Variation      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Valeurs Mobilières de Placement                                                                                                                                      | 14 538          | 17 204          | (2 666)        |
| Disponibilités                                                                                                                                                       | 5 110           | 5 457           | (347)          |
| <b>Sous-total à l'actif du bilan</b>                                                                                                                                 | <b>19 648</b>   | <b>22 661</b>   | <b>(3 013)</b> |
| OPCVM en euros                                                                                                                                                       | (2 650)         | (3 955)         | 1 305          |
| TCN en euros supérieurs à 3 mois                                                                                                                                     | (2 125)         | (4 084)         | 1 959          |
| TCN en devises supérieurs à 3 mois                                                                                                                                   | (968)           | (95)            | (873)          |
| Obligations                                                                                                                                                          | (7 179)         | (6 787)         | (392)          |
| Actions propres                                                                                                                                                      | (3)             | (3)             | -              |
| Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement                                                                                                            | (1 613)         | (2 280)         | 667            |
| <b>Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie</b>                                                          | <b>(14 538)</b> | <b>(17 204)</b> | <b>2 666</b>   |
| Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan                          | -               | -               | -              |
| Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan | (7 985)         | (9 438)         | 1 453          |
| <b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie <sup>(1)</sup></b>                                                          | <b>(2 875)</b>  | <b>(3 981)</b>  | <b>1 106</b>   |
| Elimination de l'incidence des variations de change                                                                                                                  |                 |                 | 23             |
| Elimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres                                                                                      |                 |                 | (55)           |
| <b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU<br/>TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE <sup>(1)</sup></b>                                         |                 |                 | <b>1 074</b>   |

(1) Voir Tableau de Flux de Trésorerie

6.

**NOTE 23 ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF**

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2017 une perte latente de change de 572 millions d'euros liée principalement aux effets de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling (1 083 millions d'euros au 31 décembre 2016).

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Bilan

#### NOTE 24 VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

| (en millions d'euros)                 | Capital      | Réserves et primes | Report à nouveau et acompte sur dividende | Résultat de l'exercice | Subventions d'investissement reçues | Provisions réglementées | Total capitaux propres |
|---------------------------------------|--------------|--------------------|-------------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|-------------------------|------------------------|
| <b>Situation au 31 décembre 2015</b>  | <b>960</b>   | <b>11 849</b>      | <b>4 075</b>                              | <b>271</b>             | <b>170</b>                          | <b>6 233</b>            | <b>23 558</b>          |
| Affectation du résultat 2015          | -            | 8                  | (758)                                     | 750                    | -                                   | -                       | -                      |
| Résultat 2016                         | -            | -                  | -                                         | 5 517                  | -                                   | -                       | 5 517                  |
| Augmentation de capital au 30/06/2016 | 47           | 892                | -                                         | -                      | -                                   | -                       | 939                    |
| Distribution de dividendes            | -            | -                  | 1                                         | (1 021)                | -                                   | -                       | (1 020)                |
| Augmentation de capital au 31/10/2016 | 48           | 875                | -                                         | -                      | -                                   | -                       | 923                    |
| Acompte sur dividendes                | -            | -                  | (1 006)                                   | -                      | -                                   | -                       | (1 006)                |
| Autres variations                     | -            | 3                  | -                                         | -                      | (1)                                 | (101)                   | (99)                   |
| <b>Situation au 31 décembre 2016</b>  | <b>1 055</b> | <b>13 627</b>      | <b>2 311</b>                              | <b>5 517</b>           | <b>169</b>                          | <b>6 132</b>            | <b>28 812</b>          |
| Affectation du résultat 2016          | -            | 4                  | 4 412                                     | (4 416)                | -                                   | -                       | -                      |
| Résultat 2017                         | -            | -                  | -                                         | 1 924                  | -                                   | -                       | 1 924                  |
| Augmentation de capital au 30/03/2017 | 316          | 3 689              | -                                         | -                      | -                                   | -                       | 4 005                  |
| Augmentation de capital au 30/06/2017 | 73           | 951                | -                                         | -                      | -                                   | -                       | 1 024                  |
| Distribution de dividendes            | -            | -                  | 1                                         | (1 101)                | -                                   | -                       | (1 100)                |
| Augmentation de capital au 11/12/2017 | 20           | 378                | -                                         | -                      | -                                   | -                       | 398                    |
| Acompte sur dividendes                | -            | -                  | (433)                                     | -                      | -                                   | -                       | (433)                  |
| Autres variations                     | -            | 2                  | 84 <sup>(1)</sup>                         | -                      | (6)                                 | (34)                    | 46                     |
| <b>SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>  | <b>1 464</b> | <b>18 651</b>      | <b>6 375</b>                              | <b>1 924</b>           | <b>163</b>                          | <b>6 098</b>            | <b>34 676</b>          |

(1) Impact de la mise en place de la comptabilité de couverture au titre du règlement ANC 2015-05 (voir note 1.1).

#### 24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2017, le capital social s'élève à 1 463 719 402 euros, composé de 2 927 438 804 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,50 % par l'État, 15,18 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,20 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En mars 2017, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 316 millions d'euros et une prime d'émission de 3 689 millions d'euros nets de frais, suite à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles (voir note 2.1).

En juin 2017, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 73 millions d'euros et une prime d'émission de 951 millions d'euros, suite à l'émission de 145 476 587 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2017.

En décembre 2017, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 378 millions d'euros, suite à l'émission de 40 084 530 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

#### 24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2016 à 0,90 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,99 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,50 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2016 s'élève à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2017.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2016 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 75 millions d'euros.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2017, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017 pour un montant de 433 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 35 millions d'euros.

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## NOTE 25 AUTRES FONDS PROPRES

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 10 449 millions d'euros à fin décembre 2017.

## TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE (EN MILLIONS DE DEVISES) :

| Entité | Date d'émission | Montant de l'émission | Devise | Option de remboursement | Taux   |
|--------|-----------------|-----------------------|--------|-------------------------|--------|
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | EUR    | 7 ans                   | 4,25 % |
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | EUR    | 12 ans                  | 5,38 % |
| EDF    | 01/2013         | 1 250                 | GBP    | 13 ans                  | 6,00 % |
| EDF    | 01/2013         | 3 000                 | USD    | 10 ans                  | 5,25 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 500                 | USD    | 10 ans                  | 5,63 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 000                 | EUR    | 8 ans                   | 4,13 % |
| EDF    | 01/2014         | 1 000                 | EUR    | 12 ans                  | 5,00 % |
| EDF    | 01/2014         | 750                   | GBP    | 15 ans                  | 5,88 % |

## NOTE 26 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

6.

(en millions d'euros)

|                                                                       | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Contre-valeur des biens                                               | 107          | 105          |
| Écarts de réévaluation                                                | 860          | 885          |
| Amortissement de caducité                                             | 198          | 164          |
| <b>Concessions des Forces Hydrauliques</b>                            | <b>1 165</b> | <b>1 154</b> |
| Contre-valeur des biens                                               | 1 695        | 1 653        |
| Financement du concessionnaire non amorti                             | (1 026)      | (999)        |
| Amortissement du financement du concédant                             | 319          | 306          |
| Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé | 6            | 6            |
| <b>Concessions de Distribution Publique <sup>(1)</sup></b>            | <b>994</b>   | <b>966</b>   |
| <b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS</b>                            | <b>2 159</b> | <b>2 120</b> |

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

## NOTE 27 PROVISIONS POUR RISQUES

| (en millions d'euros)                 | Dotations    |                             |             | Reprises            |                      | Autres                     | 31/12/2017   |
|---------------------------------------|--------------|-----------------------------|-------------|---------------------|----------------------|----------------------------|--------------|
|                                       | 31/12/2016   | Exploitation <sup>(1)</sup> | Financières | Suite à utilisation | Provision sans objet | Financières <sup>(2)</sup> |              |
| Provisions pour pertes de change      | 1 083        | -                           | 14          | -                   | -                    | (525)                      | 572          |
| Provisions pour contrats déficitaires | 672          | 30                          | 9           | (97)                | (104)                | -                          | 510          |
| Autres provisions pour risques        | 434          | 48                          | -           | (171)               | (10)                 | -                          | 302          |
| <b>TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES</b>  | <b>2 189</b> | <b>78</b>                   | <b>23</b>   | <b>(268)</b>        | <b>(114)</b>         | <b>(525)</b>               | <b>1 384</b> |

(1) La dotation est notamment liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) La reprise de provision concerne les emprunts perpétuels pour 524 millions d'euros (voir note 13).



## 6. ETATS FINANCIERS

### Bilan

#### NOTE 28 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE : AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros)                                        | Dotations     |              |                            | Reprises            |                      | Autres mouvements <sup>(2)</sup> | 31/12/2017    |
|--------------------------------------------------------------|---------------|--------------|----------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------------|---------------|
|                                                              | 31/12/2016    | Exploitation | Financières <sup>(1)</sup> | Suite à utilisation | Provision sans objet |                                  |               |
| Provisions pour gestion du combustible usé                   | 10 658        | 443          | 545                        | (756)               | (95)                 | (9)                              | 10 786        |
| Provisions pour reprise et conditionnement des déchets       | -             | 74           | 31                         | (15)                | -                    | 636                              | 726           |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 8 966         | 44           | 556                        | (221)               | -                    | (531)                            | 8 814         |
| <b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>               | <b>19 624</b> | <b>561</b>   | <b>1 132</b>               | <b>(992)</b>        | <b>(95)</b>          | <b>96</b>                        | <b>20 326</b> |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires      | 14 122        | 2            | 658                        | (131)               | -                    | 269                              | 14 920        |
| Provisions pour derniers cœurs                               | 2 287         | -            | 95                         | -                   | -                    | 5                                | 2 387         |
| <b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>      | <b>16 409</b> | <b>2</b>     | <b>753</b>                 | <b>(131)</b>        | <b>-</b>             | <b>274</b>                       | <b>17 307</b> |
| <b>TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>      | <b>36 033</b> | <b>563</b>   | <b>1 885</b>               | <b>(1 123)</b>      | <b>(95)</b>          | <b>370</b>                       | <b>37 633</b> |

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 505 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2017 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 380 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1<sup>er</sup> janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 581 millions d'euros.
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2017 pour les provisions adossées à des actifs sont de 347 millions d'euros.

#### 28.1 PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par AREVA (maintenant Orano) à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec AREVA (Orano) qui découlent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis, dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## 28.2 PROVISION POUR REPRISE ET CONDITIONNEMENT DES DÉCHETS – PROVISION POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

### Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

### Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

| (en millions d'euros)                                         | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Déchets TFA et FMA                                            | 1 161        | 1 066        |
| Déchets FAVL                                                  | 265          | 256          |
| Déchets HA-MAVL <sup>(1)</sup>                                | 7 388        | 7 644        |
| <b>PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS</b> | <b>8 814</b> | <b>8 966</b> |

(1) Les provisions des déchets HA-MAVL comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros, désormais présentée distinctement.

### Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soullaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants.

### Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soullaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL devra être remis avant fin 2019.

### Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision induisent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, (maintenant Orano), CEA). EDF avait effectué une détermination raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGECL leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo, du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Bilan

Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs, la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est prévue courant 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026, les premiers coûts de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'option de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

### 28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

|                                                                         | Dotations     |              |                            | Reprises            | Autres <sup>(1)</sup> |               |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|----------------------------|---------------------|-----------------------|---------------|
| (en millions d'euros)                                                   | 2016          | Exploitation | Financières <sup>(2)</sup> | Suite à utilisation |                       | 2017          |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 10 899        | 2            | 461                        | (13)                | 267                   | 11 616        |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 3 223         | -            | 197                        | (118)               | 2                     | 3 304         |
| <b>TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES</b>    | <b>14 122</b> | <b>2</b>     | <b>658</b>                 | <b>(131)</b>        | <b>269</b>            | <b>14 920</b> |

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

#### Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par megawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4

■ des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;

■ un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;

■ enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux Etats-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à



## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE/C), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGE/C a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGE/C sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

EDF considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité

administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 - hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 - à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

**Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées**

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2- Déchets FAVL). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses six réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en 2018 après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant le calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 ans à venir ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie et celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation

6.

## 6. ETATS FINANCIERS

### Bilan

particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

#### 28.4 PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

#### 28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

##### 28.5.1 Taux d'actualisation

###### (1) Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2017 (2,7 % au 31 décembre 2016).

###### (2) Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2017 est de 4,1 %.

#### 28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

|                                                         | 2017                                      |                   | 2016                                      |                   |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------|-------------------------------------------|-------------------|
|                                                         | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée |
| <i>(en millions d'euros)</i>                            |                                           |                   |                                           |                   |
| Gestion du combustible usé                              | 19 058                                    | 10 786            | 18 460                                    | 10 658            |
| Reprise et conditionnement des déchets                  | 1 203                                     | 726               | -                                         | -                 |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs            | 29 396                                    | 8 814             | 29 631                                    | 8 966             |
| <b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>                          | <b>49 657</b>                             | <b>20 326</b>     | <b>48 091</b>                             | <b>19 624</b>     |
| Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 20 563                                    | 11 616            | 20 185                                    | 10 899            |
| Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 6 472                                     | 3 304             | 6 431                                     | 3 223             |
| Derniers cœurs                                          | 4 332                                     | 2 387             | 4 344                                     | 2 287             |
| <b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>                 | <b>31 367</b>                             | <b>17 307</b>     | <b>30 960</b>                             | <b>16 409</b>     |

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

| (en millions d'euros)                                     | Montants provisionnés<br>en valeur actualisée | Sensibilité au taux d'actualisation |              |                             |              |
|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|
|                                                           |                                               | Sur la provision au bilan           |              | Sur le résultat avant impôt |              |
|                                                           |                                               | + 0,20 %                            | - 0,20 %     | + 0,20 %                    | - 0,20 %     |
| 31/12/2017                                                |                                               |                                     |              |                             |              |
| <b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>                            |                                               |                                     |              |                             |              |
| ■ gestion du combustible usé                              | 10 786                                        | (221)                               | 238          | 190                         | (206)        |
| ■ reprise et conditionnement des déchets                  | 726                                           | (22)                                | 24           | 13                          | (14)         |
| ■ gestion à long terme des déchets radioactifs            | 8 814                                         | (497)                               | 562          | 407                         | (464)        |
| <b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>                   |                                               |                                     |              |                             |              |
| ■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation | 11 616                                        | (477)                               | 501          | 7                           | (7)          |
| ■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées        | 3 304                                         | (125)                               | 135          | 125                         | (135)        |
| ■ derniers cœurs                                          | 2 387                                         | (85)                                | 90           | -                           | -            |
| <b>TOTAL</b>                                              | <b>37 633</b>                                 | <b>(1 427)</b>                      | <b>1 550</b> | <b>742</b>                  | <b>(826)</b> |

**NOTE 29 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION****6.**

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations

passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2017 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.



## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Bilan

### NOTE 30 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

| (en millions d'euros)                         | Dotations     |                             |             | Reprises                    |                            | 31/12/2017    |
|-----------------------------------------------|---------------|-----------------------------|-------------|-----------------------------|----------------------------|---------------|
|                                               | 31/12/2016    | Exploitation <sup>(1)</sup> | Financières | Exploitation <sup>(2)</sup> | Financières <sup>(3)</sup> |               |
| Avantages postérieurs à l'emploi              | 9 837         | 838                         | 566         | (918)                       | (266)                      | 10 056        |
| Avantages à long terme                        | 1 009         | 51                          | 19          | (80)                        | -                          | 999           |
| <b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b> | <b>10 846</b> | <b>889</b>                  | <b>584</b>  | <b>(998)</b>                | <b>(266)</b>               | <b>11 055</b> |

(1) Dont 530 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 356 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (974) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (31) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

#### DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA PROVISION :

| (en millions d'euros)                             | Engagements   | Actifs de couverture | Engagements nets des actifs de couverture | Coûts des services passés non comptabilisés | Écarts actuariels non comptabilisés | Provision au bilan |
|---------------------------------------------------|---------------|----------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| <b>SOLDE AU 31/12/2016</b>                        | <b>30 887</b> | <b>(11 317)</b>      | <b>19 570</b>                             | <b>(59)</b>                                 | <b>(8 665)</b>                      | <b>10 846</b>      |
| Charge nette de l'exercice 2017                   | 1 115         | (266)                | 849                                       | 10                                          | 325                                 | 1 184              |
| Variation des écarts actuariels non comptabilisés | (600)         | (102)                | (702)                                     | -                                           | 702                                 | -                  |
| Cotisations versées aux fonds                     | -             | (131)                | (131)                                     | -                                           | -                                   | (131)              |
| Prestations versées                               | (1 294)       | 450                  | (844)                                     | -                                           | -                                   | (844)              |
| <b>SOLDE AU 31/12/2017</b>                        | <b>30 108</b> | <b>(11 366)</b>      | <b>18 742</b>                             | <b>(49)</b>                                 | <b>(7 638)</b>                      | <b>11 055</b>      |

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2017 s'évaluent à 600 millions d'euros dont 66 millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses et 534 millions d'euros dus aux effets d'expérience.

#### CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME :

| (en millions d'euros)                                                                          | 31/12/2017   | 31/12/2016   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Coût des services rendus de l'exercice                                                         | 530          | 480          |
| Charges d'intérêts (actualisation)                                                             | 584          | 688          |
| Rendement escompté des actifs de couverture                                                    | (266)        | (272)        |
| Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi       | 283          | 257          |
| Variation des écarts actuariels - avantages à long terme                                       | 42           | 118          |
| Effet d'une réduction ou liquidation de régime                                                 | -            | -            |
| Coût des services passés droits acquis                                                         | -            | -            |
| Coût des services passés droits non acquis                                                     | 10           | 10           |
| <b>IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b> | <b>1 184</b> | <b>1 281</b> |
| <b>dont :</b>                                                                                  |              |              |
| Résultat d'exploitation <sup>(1)</sup>                                                         | 865          | 866          |
| Résultat financier                                                                             | 318          | 415          |

(1) En 2017, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 889 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (31) millions d'euros.

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## 30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

| (en millions d'euros)                                   | 31/12/2016   | Dotations    |             | Reprises     |              | 31/12/2017    |
|---------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
|                                                         |              | Exploitation | Financières | Exploitation | Financières  |               |
| <b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi</b> | <b>9 837</b> | <b>838</b>   | <b>566</b>  | <b>(918)</b> | <b>(266)</b> | <b>10 056</b> |
| <b>dont :</b>                                           |              |              |             |              |              |               |
| Retraites                                               | 7 343        | 526          | 440         | (723)        | (256)        | 7 331         |
| Charges CNIÉG                                           | 443          | 10           | 10          | (14)         | -            | 449           |
| Avantages en nature énergie                             | 1 547        | 210          | 87          | (119)        | -            | 1 725         |
| Indemnités de fin de carrière                           | (19)         | 42           | 12          | (40)         | (10)         | (15)          |
| Autres                                                  | 523          | 50           | 17          | (22)         | -            | 567           |

| (en millions d'euros)                                                 | Engagements   | Actifs de couverture | Coûts des services passés non comptabilisés | Écarts actuariels non comptabilisés | Provision au bilan |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| <b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017</b> | <b>29 109</b> | <b>(11 366)</b>      | <b>(48)</b>                                 | <b>(7 639)</b>                      | <b>10 056</b>      |
| <b>dont :</b>                                                         |               |                      |                                             |                                     |                    |
| Retraites                                                             | 22 582        | (10 845)             | -                                           | (4 407)                             | 7 331              |
| Charges CNIÉG                                                         | 472           | -                    | -                                           | (23)                                | 449                |
| Avantages en nature énergie                                           | 4 572         | -                    | -                                           | (2 847)                             | 1 725              |
| Indemnités de fin de carrière                                         | 584           | (506)                | (28)                                        | (65)                                | (15)               |
| Autres                                                                | 899           | (15)                 | (20)                                        | (297)                               | 567                |

6.

| (en millions d'euros)                                                 | Engagements   | Actifs de couverture | Coûts des services passés non comptabilisés | Écarts actuariels non comptabilisés | Provision au bilan |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| <b>Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016</b> | <b>29 878</b> | <b>(11 318)</b>      | <b>(58)</b>                                 | <b>(8 665)</b>                      | <b>9 837</b>       |
| <b>dont :</b>                                                         |               |                      |                                             |                                     |                    |
| Retraites                                                             | 23 294        | (10 797)             | -                                           | (5 155)                             | 7 343              |
| Charges CNIÉG                                                         | 499           | -                    | -                                           | (55)                                | 443                |
| Avantages en nature énergie                                           | 4 580         | -                    | -                                           | (3 033)                             | 1 547              |
| Indemnités de fin de carrière                                         | 617           | (506)                | (35)                                        | (95)                                | (19)               |
| Autres                                                                | 888           | (15)                 | (23)                                        | (327)                               | 523                |

## 30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

| (en millions d'euros)                                                         | 31/12/2016   | Dotations    |             | Reprises     | 31/12/2017 |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|------------|
|                                                                               |              | Exploitation | Financières | Exploitation |            |
| <b>Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité</b> | <b>1 009</b> | <b>51</b>    | <b>19</b>   | <b>(80)</b>  | <b>999</b> |
| <b>dont :</b>                                                                 |              |              |             |              |            |
| Rentes accidents du travail et maladies professionnelles                      | 859          | 48           | 16          | (69)         | 854        |
| Médailles du travail                                                          | 128          | 2            | 3           | (8)          | 125        |
| Autres                                                                        | 22           | 1            | -           | (3)          | 20         |

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Bilan

#### 30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 11 366 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 317 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces actifs de couverture sont

principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 845 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) pour 506 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

| (en millions d'euros)                                       | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|-------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| <b>TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE</b>                           | <b>11 366</b> | <b>11 317</b> |
| <b>Actifs de couverture - régime spécial de retraite</b>    | <b>10 845</b> | <b>10 797</b> |
| dont en % :                                                 |               |               |
| Actions                                                     | 30 %          | 31 %          |
| Obligations et monétaires                                   | 70 %          | 69 %          |
| <b>Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière</b> | <b>506</b>    | <b>506</b>    |
| dont en % :                                                 |               |               |
| Actions                                                     | 32 %          | 33 %          |
| Obligations et monétaires                                   | 68 %          | 67 %          |
| <b>Autres actifs de couverture</b>                          | <b>15</b>     | <b>15</b>     |

#### 30.4 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,9 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,68 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,37 % pour 2017 ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 1,99 % pour 2017.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction en 2017 du nombre de ces dernières sur ces durations.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant, pour une carrière complète à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,2 % y compris inflation).

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

## NOTE 31 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

| (en millions d'euros)                                      | 31/12/2016 | Dotations exploitation | Reprises            |             | Autres      | 31/12/2017 |
|------------------------------------------------------------|------------|------------------------|---------------------|-------------|-------------|------------|
|                                                            |            |                        | Suite à utilisation | Sans objet  |             |            |
| Provisions pour charges relatives                          |            |                        |                     |             |             |            |
| ■ au personnel                                             | 88         | 51                     | (65)                | (5)         | -           | 69         |
| ■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé | 262        | 13                     | -                   | -           | (11)        | 264        |
| ■ aux autres charges                                       | 529        | 194                    | (92)                | (26)        | -           | 605        |
| <b>PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES</b>                      | <b>879</b> | <b>258</b>             | <b>(157)</b>        | <b>(31)</b> | <b>(11)</b> | <b>938</b> |

## NOTE 32 DETTES

| (en millions d'euros)                                              | Degré d'exigibilité |               |               | Montant brut au 31/12/2017 | Montant brut au 31/12/2016 |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------|---------------|----------------------------|----------------------------|
|                                                                    | < 1 an              | 1 à 5 ans     | > 5 ans       |                            |                            |
| <b>Dettes</b>                                                      |                     |               |               |                            |                            |
| Emprunts obligataires                                              | 1 500               | 13 010        | 32 042        | 46 552                     | 50 143                     |
| Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits            | -                   | -             | 1 200         | 1 200                      | 1 245                      |
| Autres emprunts                                                    | 1 949               | 7             | 6             | 1 962                      | 3 986                      |
| Dettes financières diverses                                        |                     |               |               |                            |                            |
| ■ avances sur consommation                                         | 1                   | 7             | 19            | 27                         | 29                         |
| ■ autres dettes                                                    | 1 697               | 3             | -             | 1 700                      | 1 458                      |
| <b>Dettes financières (voir note 33)</b>                           | <b>5 147</b>        | <b>13 027</b> | <b>33 267</b> | <b>51 441</b>              | <b>56 861</b>              |
| <b>Avances et acomptes reçus des clients <sup>(1)</sup></b>        | <b>6 861</b>        | <b>-</b>      | <b>-</b>      | <b>6 861</b>               | <b>7 068</b>               |
| Dettes fournisseurs et comptes rattachés                           | 7 550               | 88            | 32            | 7 670                      | 7 103                      |
| Dettes fiscales et sociales <sup>(2)</sup>                         | 8 011               | -             | -             | 8 011                      | 8 539                      |
| Dettes sur immobilisations et comptes rattachés                    | 2 206               | 102           | -             | 2 308                      | 1 813                      |
| Comptes créditeurs <sup>(3)</sup>                                  | 13 922              | -             | -             | 13 922                     | 15 717                     |
| <b>Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses</b> | <b>31 689</b>       | <b>190</b>    | <b>32</b>     | <b>31 911</b>              | <b>33 172</b>              |
| <b>Instruments de trésorerie <sup>(4)</sup></b>                    | <b>1 866</b>        | <b>1 168</b>  | <b>1 437</b>  | <b>4 471</b>               | <b>5 283</b>               |
| <b>Produits constatés d'avance <sup>(5)</sup></b>                  | <b>577</b>          | <b>912</b>    | <b>1 796</b>  | <b>3 285</b>               | <b>3 627</b>               |
| <b>TOTAL DETTES</b>                                                | <b>46 140</b>       | <b>15 297</b> | <b>36 532</b> | <b>97 969</b>              | <b>106 011</b>             |

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensuels particuliers et professionnels pour 6 568 millions d'euros

(6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016)

(2) Au 31 décembre 2017, ce poste inclut un montant de 1 562 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 632 millions d'euros au 31 décembre 2016)

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change

(5) Au 31 décembre 2017, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 711 millions d'euros (1 822 millions d'euros en 2016). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Ereltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Bilan

#### NOTE 33 DETTES FINANCIÈRES

| (en millions d'euros)                                    | Solde au<br>31/12/2016 | Nouveaux<br>emprunts | Remboursements | Ajustements de<br>change réalisé<br>et latent | Autres     | Solde au<br>31/12/2017 |
|----------------------------------------------------------|------------------------|----------------------|----------------|-----------------------------------------------|------------|------------------------|
| Emprunts en euros                                        | 1 013                  | -                    | -              | -                                             | -          | 1 013                  |
| Emprunts en devises                                      | 15 309                 | 1 124                | (2 270)        | (1 725)                                       | -          | 12 438                 |
| Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros                   | 20 483                 | -                    | -              | -                                             | -          | 20 483                 |
| Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises                 | 13 338                 | 146                  | -              | (866)                                         | -          | 12 618                 |
| <b>Emprunts obligataires</b>                             | <b>50 143</b>          | <b>1 270</b>         | <b>(2 270)</b> | <b>(2 591)</b>                                | -          | <b>46 552</b>          |
| Emprunts long terme en euros                             | 1 245                  | -                    | (45)           | -                                             | -          | 1 200                  |
| <b>Emprunts auprès des établissements de<br/>crédit</b>  | <b>1 245</b>           | -                    | <b>(45)</b>    | -                                             | -          | <b>1 200</b>           |
| Titres de créances négociables en euros <sup>(1)</sup>   | 1 674                  | -                    | (974)          | -                                             | -          | 700                    |
| Titres de créances négociables en devises <sup>(1)</sup> | 2 298                  | -                    | (790)          | (261)                                         | -          | 1 247                  |
| Emprunts contractuels à caractère financier              | 14                     | 2                    | (1)            | -                                             | -          | 15                     |
| <b>Autres emprunts</b>                                   | <b>3 986</b>           | <b>2</b>             | <b>(1 765)</b> | <b>(261)</b>                                  | -          | <b>1 962</b>           |
| <b>Total emprunts</b>                                    | <b>55 374</b>          | <b>1 272</b>         | <b>(4 080)</b> | <b>(2 852)</b>                                | -          | <b>49 714</b>          |
| Avances sur consommation                                 | 29                     | -                    | -              | -                                             | (2)        | 27                     |
| Avances diverses                                         | 82                     | 11                   | (13)           | -                                             | -          | 80                     |
| Comptes bancaires créditeurs                             | 134                    | -                    | -              | -                                             | 299        | 433                    |
| Débets bancaires différés                                | 38                     | -                    | -              | -                                             | 1          | 39                     |
| Intérêts à payer                                         | 1 204                  | -                    | -              | -                                             | (56)       | 1 148                  |
| <b>Total autres dettes financières diverses</b>          | <b>1 458</b>           | <b>11</b>            | <b>(13)</b>    | -                                             | <b>244</b> | <b>1 700</b>           |
| <b>TOTAL DETTES FINANCIÈRES</b>                          | <b>56 861</b>          | <b>1 283</b>         | <b>(4 093)</b> | <b>(2 852)</b>                                | <b>242</b> | <b>51 441</b>          |

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») (voir note 2.5).

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 2 270 millions d'euros concernent des emprunts en devises arrivés à échéance.

#### 33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVICES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

| (en millions d'euros)                | Structure de la dette au bilan |               |                                |                  | Incidence des<br>instruments de<br>couverture |                 | Structure de la dette au bilan après<br>couvertures |               |                                |                  |
|--------------------------------------|--------------------------------|---------------|--------------------------------|------------------|-----------------------------------------------|-----------------|-----------------------------------------------------|---------------|--------------------------------|------------------|
|                                      | En<br>devises                  | En euros      | % de la<br>dette en<br>devises | % de la<br>dette | En<br>devises                                 | En euros        | En<br>devises                                       | En euros      | % de la<br>dette en<br>devises | % de la<br>dette |
| <b>Total I - Euros</b>               |                                | <b>23 411</b> |                                | <b>47</b>        |                                               | <b>21 360</b>   |                                                     | <b>44 771</b> |                                | <b>90</b>        |
| CHF                                  | 550                            | 470           | 1,8                            | 1                | (550)                                         | (470)           | -                                                   | -             | -                              | -                |
| GBP                                  | 7 385                          | 8 324         | 31,6                           | 17               | (3 000)                                       | (3 381)         | 4 385                                               | 4 943         | 100                            | 10               |
| HKD                                  | 2 416                          | 258           | 1,0                            | 1                | (2 416)                                       | (258)           | -                                                   | -             | -                              | -                |
| JPY                                  | 137 000                        | 1 015         | 3,9                            | 2                | (137 000)                                     | (1 015)         | -                                                   | -             | -                              | -                |
| NOK                                  | 1 000                          | 101           | 0,4                            | -                | (1 000)                                       | (101)           | -                                                   | -             | -                              | -                |
| USD                                  | 19 351                         | 16 135        | 61,3                           | 32               | (19 351)                                      | (16 135)        | -                                                   | -             | -                              | -                |
| <b>Total II - Autres<br/>devises</b> |                                | <b>26 303</b> | <b>100</b>                     | <b>53</b>        |                                               | <b>(21 360)</b> |                                                     | <b>4 943</b>  | <b>100</b>                     | <b>10</b>        |
| <b>TOTAL I + II</b>                  |                                | <b>49 714</b> |                                | <b>100</b>       |                                               | <b>-</b>        |                                                     | <b>49 714</b> |                                | <b>100</b>       |

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

## ÉTATS FINANCIERS

Bilan

**33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT  
AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE**

| (en millions d'euros)        | Structure de la dette au bilan |                 |                 | Incidence<br>des<br>instruments<br>de<br>couverture | Structure de la dette au bilan après<br>couvertures |                 |                 |
|------------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
|                              | Montants                       | %<br>31/12/2017 | %<br>31/12/2016 |                                                     | Montants                                            | %<br>31/12/2017 | %<br>31/12/2016 |
| Emprunts Long Terme et EMTN  | 47 057                         |                 |                 | (22 679)                                            | 24 378                                              |                 |                 |
| Emprunts Court Terme         | 1 947                          |                 |                 | -                                                   | 1 947                                               |                 |                 |
| <b>Dette à taux fixe</b>     | <b>49 004</b>                  | <b>99</b>       | <b>97</b>       | <b>(22 679)</b>                                     | <b>26 325</b>                                       | <b>53</b>       | <b>54</b>       |
| Emprunts Long Terme et EMTN  | 710                            |                 |                 | 22 679                                              | 23 389                                              |                 |                 |
| Emprunts Court Terme         | -                              |                 |                 | -                                                   | -                                                   |                 |                 |
| <b>Dette à taux variable</b> | <b>710</b>                     | <b>1</b>        | <b>3</b>        | <b>22 679</b>                                       | <b>23 389</b>                                       | <b>47</b>       | <b>46</b>       |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>49 714</b>                  | <b>100</b>      | <b>100</b>      | <b>-</b>                                            | <b>49 714</b>                                       | <b>100</b>      | <b>100</b>      |

**NOTE 34 ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF****6.**

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2017 un gain latent de change de 485 millions d'euros (384 millions d'euros au 31 décembre 2016) dont 122 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling, 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert

par des cross currency swaps, ainsi que 196 millions d'euros de swaps de change et de change à terme en couverture des actifs dédiés conformément à la règle de compensation retenue dans le cadre de la mise œuvre du nouveau règlement ANC 2015-05. (voir note 1.11)

## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Autres informations

## AUTRES INFORMATIONS

### NOTE 35 INSTRUMENTS FINANCIERS

#### 35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIES AUX DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

|                                                    | 31/12/2017              |                       | 31/12/2016              |                       |
|----------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|                                                    | À recevoir<br>Notionnel | À livrer<br>Notionnel | À recevoir<br>Notionnel | À livrer<br>Notionnel |
| <i>(en millions d'euros)</i>                       |                         |                       |                         |                       |
| <b>1-Opérations sur les taux d'intérêt</b>         |                         |                       |                         |                       |
| <b>Swaps de taux court terme</b>                   |                         |                       |                         |                       |
| EUR                                                | -                       | -                     | -                       | -                     |
| <b>Swaps de taux long terme</b>                    |                         |                       |                         |                       |
| EUR                                                | 7 184                   | 7 184                 | 7 423                   | 7 423                 |
| USD                                                | 3 043                   | 3 043                 | 3 463                   | 3 463                 |
| GBP                                                | 3 593                   | 3 593                 | 3 730                   | 3 730                 |
| JPY                                                | -                       | -                     | -                       | -                     |
| <b>Sous-total</b>                                  | <b>13 820</b>           | <b>13 820</b>         | <b>14 616</b>           | <b>14 616</b>         |
| <b>2-Opérations sur le change</b>                  |                         |                       |                         |                       |
| <b>Opérations à terme</b>                          |                         |                       |                         |                       |
| EUR                                                | 20 232                  | 22 032                | 20 619                  | 21 819                |
| CAD                                                | 637                     | 525                   | 662                     | 518                   |
| USD                                                | 13 634                  | 12 941                | 15 756                  | 14 644                |
| GBP                                                | 6 848                   | 4 521                 | 5 624                   | 4 575                 |
| CHF                                                | 857                     | 557                   | 141                     | 242                   |
| HUF                                                | 11                      | 11                    | 458                     | 458                   |
| ILS                                                | 180                     | 180                   | 183                     | 183                   |
| PLN                                                | 1 171                   | 1 255                 | 1 360                   | 1 432                 |
| JPY                                                | 102                     | 1 680                 | 48                      | 862                   |
| CNY                                                | 15                      | 15                    | -                       | -                     |
| MXN                                                | 62                      | 61                    | 60                      | 60                    |
| Autres                                             | 123                     | 123                   | 92                      | 92                    |
| <b>Swaps de capitaux long terme</b>                |                         |                       |                         |                       |
| EUR                                                | 9 099                   | 33 253                | 9 315                   | 35 407                |
| JPY                                                | 1 015                   | 103                   | -                       | 113                   |
| USD                                                | 18 515                  | 4 385                 | 22 726                  | 5 615                 |
| GBP                                                | 11 337                  | 4 126                 | 13 011                  | 4 213                 |
| CHF                                                | 470                     | 427                   | 1 257                   | 93                    |
| HUF                                                | -                       | -                     | -                       | -                     |
| CAD                                                | 37                      | 37                    | 42                      | 42                    |
| ILS                                                | 132                     | 132                   | 140                     | 140                   |
| PLN                                                | 6                       | 3                     | 4                       | 1                     |
| NOK                                                | 102                     | -                     | 110                     | -                     |
| MXN                                                | -                       | 11                    | -                       | -                     |
| HKD                                                | 258                     | -                     | 149                     | -                     |
| <b>Sous-total</b>                                  | <b>84 843</b>           | <b>86 378</b>         | <b>91 757</b>           | <b>90 509</b>         |
| <b>3-Swaps de titrisation</b>                      | <b>264</b>              | <b>264</b>            | <b>350</b>              | <b>350</b>            |
| <b>TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS</b> | <b>98 927</b>           | <b>100 462</b>        | <b>106 723</b>          | <b>105 475</b>        |
| <b>4-Swaps sur matières premières</b>              |                         |                       |                         |                       |
| Charbon (en millions de tonnes)                    | 4                       | 4                     | 3                       | 3                     |
| Produits pétroliers (en milliers de barils)        | 7 348                   | 7 348                 | 7 634                   | 7 634                 |

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2017 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

ÉTATS FINANCIERS  
Autres informations35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE  
SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

| (en millions d'euros)                          | 2017  | 2016  |
|------------------------------------------------|-------|-------|
| <b>Instruments non qualifiés de couverture</b> |       |       |
| Instruments de taux <sup>(1)</sup>             | 104   | 136   |
| Instruments de change                          | (202) | (979) |
| <b>Instruments qualifiés de couverture</b>     |       |       |
| Instruments de taux                            | 600   | 596   |
| Instruments de change                          | 442   | 94    |

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

## 35.3 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2017 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

| (en millions d'euros)                                            | Valeur comptable | Juste valeur |
|------------------------------------------------------------------|------------------|--------------|
| <b>Opérations de couverture du risque de taux</b>                |                  |              |
| ■ Swaps de taux                                                  | 156              | 1 727        |
| <b>Opérations de couverture du risque de change</b>              |                  |              |
| ■ Opérations de change à terme et swaps de change                | (37)             | (167)        |
| ■ Cross Currency Swaps                                           | (1 390)          | (2 435)      |
| <b>Opérations de couverture du risque sur matières premières</b> |                  |              |
| ■ Charbon                                                        | -                | 72           |
| ■ Produits pétroliers                                            | -                | 21           |
| <b>TOTAL</b>                                                     | <b>(1 271)</b>   | <b>(782)</b> |

6.



## 6. ETATS FINANCIERS

### Autres informations

### NOTE 36 AUTRES ENGAGEMENTS ET OPERATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

| (en millions d'euros)                                   | Échéances     |               |               |              | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|---------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
|                                                         | < 1 an        | 1 à 5 ans     | 5 à 10 ans    | > 10 ans     |               |               |
| <b>Engagements hors bilan donnés</b>                    | <b>13 882</b> | <b>19 412</b> | <b>12 646</b> | <b>9 599</b> | <b>55 539</b> | <b>58 437</b> |
| <b>Engagements liés aux opérations d'exploitation</b>   | <b>6 672</b>  | <b>13 672</b> | <b>11 379</b> | <b>9 562</b> | <b>41 285</b> | <b>45 232</b> |
| ■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie      | 3 266         | 10 659        | 9 418         | 9 317        | 32 660        | 38 282        |
| ■ Autres engagements liés à l'exploitation              | 3 406         | 3 013         | 1 961         | 245          | 8 625         | 6 950         |
| <b>Engagements liés aux opérations d'investissement</b> | <b>3 203</b>  | <b>3 519</b>  | <b>506</b>    | <b>27</b>    | <b>7 255</b>  | <b>8 065</b>  |
| <b>Engagements liés aux opérations de financement</b>   | <b>4 007</b>  | <b>2 221</b>  | <b>761</b>    | <b>10</b>    | <b>6 999</b>  | <b>5 140</b>  |
| <b>Engagements hors bilan reçus</b>                     | <b>2 574</b>  | <b>10 823</b> | <b>244</b>    | <b>164</b>   | <b>13 805</b> | <b>16 076</b> |
| <b>Engagements liés aux opérations d'exploitation</b>   | <b>1 715</b>  | <b>1 362</b>  | <b>244</b>    | <b>164</b>   | <b>3 485</b>  | <b>3 258</b>  |
| <b>Engagements liés aux opérations d'investissement</b> | <b>25</b>     | <b>11</b>     | <b>-</b>      | <b>-</b>     | <b>36</b>     | <b>2 603</b>  |
| <b>Engagements liés aux opérations de financement</b>   | <b>834</b>    | <b>9 450</b>  | <b>-</b>      | <b>-</b>     | <b>10 284</b> | <b>10 215</b> |

#### 36.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

| (en millions d'euros)                                                 | Échéances    |               |              |              | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|                                                                       | < 1 an       | 1 à 5 ans     | 5 à 10 ans   | > 10 ans     |               |               |
| Achats d'électricité et services associés                             | 1 736        | 3 504         | 3 804        | 5 316        | 14 360        | 16 469        |
| Achats de combustible nucléaire                                       | 1 530        | 7 155         | 5 614        | 4 001        | 18 300        | 21 813        |
| <b>ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ELECTRICITE ET DE COMBUSTIBLE NUCLEAIRE</b> | <b>3 266</b> | <b>10 659</b> | <b>9 418</b> | <b>9 317</b> | <b>32 660</b> | <b>38 282</b> |

##### Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 47 TWh pour l'exercice 2017 (43 TWh pour 2016), dont 6 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2016), 23 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2016), 9 TWh au titre du photovoltaïque (8 TWh pour 2016) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2016).

##### Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2017 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

#### 36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

#### 36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La hausse de ces engagements s'explique notamment :

- par la signature de l'accord PIDU (Accord global de propriété intellectuelle et droit d'usage). Le 30 juin 2017 EDF et AREVA NP (aujourd'hui Framatome) ont signé un accord global relatif à la propriété intellectuelle de Framatome et aux droits d'usage accordés à EDF et ses affiliés pour leurs besoins (parc en exploitation et nouveau projets nucléaires) ;
- à hauteur de 464 millions d'euros par la reprise de garanties contractuelles et bancaires effectuée dans le cadre de l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

#### 36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3, l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV) et l'évolution des contrats des diesel ultime secours (DUS).

ÉTATS FINANCIERS  
Autres informations**36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement**

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2017, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Énergies Nouvelles pour 1 637 millions d'euros, d'EDF Energy pour 953 millions d'euros, d'EDISON pour 929 millions d'euros et d'Enedis pour 800 millions d'euros.

**36.2 ENGAGEMENTS REÇUS****36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation**

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour EDVANCE.

**36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement**

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

**36.2.3 Engagements liés aux opérations d'investissement**

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluaient principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société CTE (ex C2S). Cette opération a été finalisée en 2017 (voir note 2.4).

**36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS****36.3.1 Engagements de livraison d'électricité**

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire d'histoire pouvant aller jusqu'à 100 TWh.

**36.3.2 Achats de gaz et services associés**

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service commerciale a eu lieu début janvier 2017.

**6.****NOTE 37 PASSIFS ÉVENTUELS****Compte Personnel de Formation (CPF)**

La loi 2014-288 du 5 mars 2014 d'application obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et réformant la formation professionnelle, supprime le Droit Individuel à la Formation (DIF) et le remplace par le Compte Personnel de Formation (CPF). Le CPF est un dispositif dit universel rattaché à la personne et non plus au contrat de travail, qui concerne tous les salariés d'EDF à temps plein ou à temps partiel, en CDI ou en CDD, sans condition d'ancienneté. Il est représentatif d'un capital temps progressif de formation plafonné à 150 heures.

**Contrôles fiscaux**

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (ATMP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

**Litiges en matière sociale**

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.



## 6. ETATS FINANCIERS Autres informations

### NOTE 38 ACTIFS DÉDIÉS

#### 38.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont directement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

#### 38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013.

EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissements.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs

dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.2).

#### 38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

#### 38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissements.

Au 31 décembre 2017, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 408 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n°2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 905 millions d'euros, pour 75,93 % des titres CTE, au 31 décembre 2016) (voir note 2.4) ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Porterbrook, Autostrade, Q-Park, ThyssenGas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madriella Red de Gas (MRG), Geosel et Central Sicaf.

#### 38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.



ÉTATS FINANCIERS  
Autres informations

La composition du portefeuille au 31 décembre 2017 est la suivante :

| (en millions d'euros)                                                     | 31/12/2017             |                       | 31/12/2016             |                       |
|---------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
|                                                                           | Valeur nette comptable | Valeur de réalisation | Valeur nette comptable | Valeur de réalisation |
| Titres de participation et TIAP CTE (société détenant RTE) <sup>(1)</sup> | 2 705                  | 2 705                 | 3 905                  | 3 905                 |
| ■ Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille                 | 17 825                 | 19 717                | 13 917                 | 16 027                |
| ■ Autres titres immobilisés                                               | 2 063                  | 2 314                 | 1 291                  | 1 477                 |
| <b>Total actifs dédiés - immobilisations financières</b>                  | <b>22 593</b>          | <b>24 736</b>         | <b>19 113</b>          | <b>21 409</b>         |
| Créance CSPE <sup>(2)</sup>                                               | 3 294                  | 3 349                 | 4 184                  | 4 288                 |
| <b>Total actifs dédiés avant couverture</b>                               | <b>25 887</b>          | <b>28 085</b>         | <b>23 297</b>          | <b>25 697</b>         |
| Instruments de couverture et autres éléments                              | -                      | 30                    | (20)                   | (20)                  |
| <b>TOTAL ACTIFS DEDIES APRES COUVERTURE <sup>(3)</sup></b>                | <b>25 887</b>          | <b>28 115</b>         | <b>23 277</b>          | <b>25 677</b>         |

(1) En 2017, la participation d'EDF de 50,1 % dans CTE (ex C2S), société détenant 100 % des titres RTE. En 2016, 75,93 % de la participation d'EDF dans CTE. (voir note 2.4)

(2) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus en 2017, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2017. En 2016, en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire était ramenée à 24 312 millions d'euros, au 31 décembre 2016.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

### 38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2017

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 99,8 % et de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016).

L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été effectuée au premier trimestre 2017, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018.

Au terme d'une année remarquable pour les marchés actions, portés par une croissance économique mondiale synchronisée et des politiques monétaires encore généreuses, le portefeuille financier affiche une excellente performance, supérieure à son benchmark stratégique. Cette surperformance provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également fortement surperformé grâce en particulier aux subordonnées bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable, ainsi que les gestions actives sélectionnées.

| (en millions d'euros)                                                                                          | 31/12/2017    | 31/12/2016    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Provision pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation | 983           | 820           |
| Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs <sup>(1)</sup>                                     | 8 814         | 8 966         |
| Provision pour reprise conditionnement déchets                                                                 | 726           | -             |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires                                                        | 14 920        | 14 122        |
| Provisions derniers coûts - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs     | 467           | 450           |
| <b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>                                                 | <b>25 910</b> | <b>24 358</b> |

(1) Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros.

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE, société détenant la totalité des titres RTE depuis décembre 2016. Aux termes de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est affectée aux actifs dédiés (voir note 2.4).

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2017 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

EDF Invest a finalisé l'acquisition, le 26 juillet 2017, par le consortium formé par Allianz (50 %), EDF Invest (20 %) et le fonds d'investissement DIF (20 %), de 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe.

En juin et en septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Fondièr des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère le portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans la société néerlandaise Q-Park NV, l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal.

### 38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

## 6. ETATS FINANCIERS

### Autres informations

## NOTE 39 INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

### 39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

| (en millions d'euros)                                                             | Créances d'EDF <sup>(1)</sup> |                         | Dettes d'EDF <sup>(1)</sup>                  |                       | Charges financières | Produits financiers (hors dividendes) |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------------------------------------|-----------------------|---------------------|---------------------------------------|
|                                                                                   | Prêts                         | Créances d'exploitation | Dettes inscrites en compte courant financier | Dettes d'exploitation |                     |                                       |
| <b>Sociétés</b>                                                                   |                               |                         |                                              |                       |                     |                                       |
| CTE (ex C25)                                                                      |                               | 249                     |                                              | 99                    |                     | 0                                     |
| Framatome                                                                         |                               | 123                     |                                              | 461                   |                     |                                       |
| EDF Energy                                                                        |                               | 128                     |                                              | 144                   |                     | 4                                     |
| EDF Énergies Nouvelles                                                            | 985                           |                         |                                              |                       |                     | 33                                    |
| EDF Energy UK LTD                                                                 | 1 425                         |                         |                                              |                       |                     | 8                                     |
| EDF International                                                                 | 4 309                         |                         |                                              |                       |                     | 78                                    |
| EDF Trading                                                                       |                               | 1 054                   |                                              | 1 276                 |                     | 6                                     |
| Edison                                                                            | 70                            |                         |                                              |                       |                     | 2                                     |
| Enedis                                                                            |                               | 83                      |                                              | 1 879                 |                     | 0                                     |
| Dalkia                                                                            | 1 223                         |                         |                                              | 113                   |                     | 28                                    |
| Groupe PEI                                                                        | 858                           |                         |                                              | 51                    |                     | 19                                    |
| Compte courant <sup>(2)</sup>                                                     |                               |                         |                                              | 3 036                 |                     |                                       |
| Convention de placement des liquidités des filiales                               |                               |                         | 892                                          |                       | (8)                 |                                       |
| Convention de trésorerie Groupe avec les filiales <sup>(3)</sup> . (Voir note 22) |                               |                         | 7 985                                        |                       | (2)                 |                                       |
| Convention d'intégration fiscale                                                  |                               |                         |                                              | 1 560                 |                     |                                       |

(1) créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) dont Enedis 1 943 millions d'euros

(3) dont C3 2 943 millions d'euros, EDF Trading 1 822 millions d'euros et EDF Energy 758 millions d'euros.

### 39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

#### 39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,50 % du capital d'EDF au 31 décembre 2017. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

#### 39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Framatome).

Au 31 décembre 2017, EDF a acquis Framatome (voir note 2.2).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Les transactions avec Framatome sont décrites au paragraphe 2.2.2.

##### Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats AREVA Mines (maintenant Orano Mining) couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC (maintenant Orano Cycle) pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA (Orano) ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines (Orano Mining), un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC (Orano Cycle).

ÉTATS FINANCIERS  
Autres informations**Sur l'aval du cycle**

Les relations entre EDF et AREVA (Orano) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.1.

**Relations avec Framatome**

EDF et Framatome ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture et l'assemblage de combustible à l'uranium naturel enrichi sur la période 2015-2021.

Un autre accord avec Framatome a été signé par EDF portant sur la fourniture des assemblages du premier cœur de l'EPR de Flamanville 3.

Un contrat de fourniture de grappes de commandes a été signé avec Framatome pour la période 2018-2020.

Dans le cadre du projet de construction de deux EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF a signé un contrat de fabrication avec Framatome.

Pour les centrales nucléaires des paliers 900, 1 300 MW et N4, EDF et Framatome ont notamment signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur ;
- mi 2017, un contrat cadre concernant les droits d'utilisation par EDF de la propriété intellectuelle d'AREVA. Ce contrat a vocation à être décliné via des accords spécifiques tel que celui signé en décembre 2017 pour le Parc Nucléaire ;
- En 2017, un marché cadre, sans engagement financier, concernant l'exécution de prestations d'ingénierie de conception et de réalisation relatives à la chaudière.

EDF et Framatome ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

**NOTE 40 ENVIRONNEMENT****40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE**

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003-1987/CE a établi, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, dédié au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays dont la France.

Au 31 décembre 2017, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (8 millions de tonnes au 31 décembre 2016).

En 2017, EDF a restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016. En 2016, EDF avait restitué 7 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015.

**40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, biol domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (voir les évolutions réglementaires note 3.5).

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

**6.**



## 6. ÉTATS FINANCIERS

### Autres informations

#### NOTE 41 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

| (en euros)                                 | 2017    | 2016    |
|--------------------------------------------|---------|---------|
| Président-Directeur Général <sup>(1)</sup> | 452 868 | 452 868 |
| Administrateurs <sup>(2)</sup>             | 496 556 | 475 500 |

(1) Le Conseil d'administration du 15 février 2016 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016. Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a décidé de maintenir à ce montant la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 8 mars 2016 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016 une enveloppe annuelle de jetons de présence de 510 000 euros au titre de l'exercice 2016, incluant la rémunération spécifique des travaux menés au cours des exercices 2015 et 2016 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités de la société AREVA NP. Le Conseil d'administration réuni le 13 février 2017 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 une enveloppe annuelle de jetons de présence de 500 000 euros au titre de l'exercice 2017, incluant la rémunération spécifique des travaux menés au cours des exercices 2016 et 2017 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet de fermeture de la centrale de Fessenheim.

#### NOTE 42 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

##### 42.1 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

La Commission avait déjà adopté une première décision en ce sens le 16 décembre 2009. Cette décision avait été annulée par la Cour de Justice de l'Union européenne dans un arrêt du 5 juin 2012 qui confirmait un arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. À la suite de cet arrêt, la Commission avait rouvert une enquête au titre des aides d'État, au terme de laquelle elle avait adopté la décision du 22 juillet 2015 attaquée par EDF.

EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

## 2【主な資産・負債及び収支の内容】

前掲の連結財務書類に対する注記を参照。

## 3【その他】

### (1) 後発事象

後発事象の詳細な記述については、本書「第3 7 (9) 後発事象」および「第3 7 (11) 後発事象」ならびに2017年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記50および個別財務諸表の注記42を参照。

### (2) 訴訟および仲裁手続

通常業務のなかで、当グループはいくつかの訴訟、仲裁、行政手続に係わっている。これらの手続に起因する費用は、発生する可能性が高く金額の見積りが可能であるかまたは合理的な範囲内で評価できる場合に限り、引き当てられる。後者の場合、引当額は、事例ごとの最善の見積りに基づいて決定される。引当金は、いずれも事例ごとのリスクの程度を評価して計上され、手続の進捗状況を重視して決まることはない。しかしながら、手続の進展によりリスクが再評価されることがある。

以下に記載された手続以外に、当社の知る限りにおいて、過去12か月間において、当社および／もしくは当グループの財政状態または収益性に対して重要な悪影響を与える可能性がある、または与えた行政、訴訟または仲裁手続（係属中または発生する可能性がある手続を含む。）は存在しない。

#### ① EDFに関する法的手続

##### フランス一般電力網 (Réseau d'alimentation général (RAG) )

2002年10月に、欧州委員会は、1997年1月1日にEDFの貸借対照表が再構築された際にフランス政府がEDFに補助金を与えたと主張して、フランスに対する手続を開始した。2003年12月16日付の決定により、欧州委員会は返済すべき補助金の金額を889百万ユーロ（元本）と設定した。2004年2月11日に、フランス政府は、返済すべき元本と利息を賄うための1,224百万ユーロの取立手形を発行した。EDFは、この金額を支払った。2004年4月27日に、EDFは、欧州委員会の決定の取消しを求めて欧州連合一般裁判所（当時の第一審裁判所）に訴訟を提起した。欧州連合一般裁判所は、欧州委員会は決定を下す際に当該行為が政府補助金を構成するものであったか否かについて、十分に情報を与えられた市場経済投資家による検証を適用するべきであったとして、2009年12月15日付で、2003年12月16日付の欧州委員会の決定を退ける判決を下した。かかる判決は両当事者を拘束するものであったため、フランス政府は、2009年12月30日付で1,224百万ユーロをEDFに返済した。2010年2月26日に、欧州委員会は、欧州連合一般裁判所の決定を不服として欧州連合司法裁判所に上訴した。2012年6月5日付の決定により、司法裁判所は欧州委員会の上訴を却下し、2009年12月15日付の欧州連合一般裁判所の決定を支持した。

2013年5月2日に、欧州委員会は、フランス政府が欧州裁判所により設定されたテストに基づいて十分に情報を与えられた市場経済投資家として行為したか否かについて検証するために、調査の再開を決定した。2015年7月22日、欧州委員会は、EDFに与えられた税額控除を経済的理由による投資として取り扱うことができなかったことを考慮して、1987年から1996年にかけて設定されたRAG施設の更新のための引当金の課税上の取扱いは、政府補助に矛盾を生じさせていたとする新たな決定を発表した。かかる決定により、フランス政府はEDFに対して、付与した補助金および欧州委員会によって定められた条件に従った利息の金額、すなわち合計1.38十億ユーロを返金することを命じた。

EDFは、かかる決定に形式的に同意し、要求された金額を返金した。しかしながら、当グループは、違法な政府補助があったことについて異議を唱え、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に新たな取消訴訟を提起した。2016年4月19日、フランス政府は、当該訴訟に関与し、EDFを支持した。欧州連合一般裁判所は、2018年1月16日付の決定により、当該訴訟を棄却し、欧州委員会の決定を支持した。EDFは、当該決定に留意し、欧州連合司法裁判所に上訴することが適切であるか否かについて検討する予定である。

##### フランスにおける水力発電委託の入札の競争の激しさ

欧州委員会（EC）の競争総局は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条および同条約第1章第106条に基づき、フランスにおける水力発電委託に関してフランス政府に対する訴訟を提起した。

そのため、欧州委員会は、フランスにおける水力発電委託の大部分がEDFに帰属し、それらをEDFが独占していることは、フランスの電力小売市場におけるEDFの支配的地位の強化につながるため、上述の規定に違反していると考えた旨の正式通知を、2015年10月22日にフランス政府に送付した。

政府は、2か月後にかかる正式通知に対して回答し、これは政府と欧州委員会との間における対立関係の始まりとなったが、この決定が、欧州委員会の最終的な決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係者として当該通知の写しを受

領した。EDFは、当該通知に対する回答として、2016年1月4日、欧州委員会に対して、欧州委員会の分析およびその根拠に対して強く異議を唱える意見を送付した。

欧州委員会とフランス政府の間の議論はまだ継続している。

## アスベスト

EDFは、過去に、アスベストを含む製品を使用していた。そのため、一部の従業員（具体的には、化石燃料火力発電所の維持管理を行う従業員）は、主に1970年代終わり以降かかるアスベストの交換または保護対策がEDFによって実施される前に、アスベストに晒されていた可能性がある。

EDFおよびEnedisは、1997年から2016年12月31日までの間に、職場における従業員のアスベストへの接触が主張されたことにつき、フランスにおいて、648件に及ぶ弁解の余地のない過失（*faute inexcusable*）に関する訴訟の当事者となった。かかる訴訟において責任が認められると、雇用者による被害者またはその法定相続人への補償金の支払いが追加で必要になる可能性がある。

2018年1月末現在、109件の訴訟（90件はEDF、19件はEnedisに対するもの）が継続していた。

2017年12月31日現在、使用者の弁解の余地のない過失に関する訴訟における、EDFの最終的な判決の累計額は、約28.9百万ユーロに達した。

提起された訴訟件数は2010年から一定しているが、2016年以降は減少傾向にある（各年の新規訴訟は20件未満）。したがって、電気ガス産業国家基金（CNIEG）への財政負担に大きな変化はない見込みである。金融リスクに対し、EDFの財務書類上に30百万ユーロの引当金が計上された。

## Solaire Direct

2013年12月17日、競争当局（ADLC）は、太陽光発電分野の事業を行うEDFグループの子会社に有利に働き他の市場参加者に損害をもたらすような、支配的地位の濫用にあたる行為を行ったとして、EDFグループに13.5百万ユーロの罰金を科した。ADLCは、EDFが、競争者には再現不可能な様々な物質のおよび非物質的な資源（特にBleu Ciel®ブランド、商標およびロゴマークならびに顧客データ）をその子会社に提供し、規制料金の対象である電力供給業者としてのEDFの役割と、太陽光発電分野の事業を行う子会社の役割について顧客に混乱をもたらした事実を批判した。EDFは、この決定についてパリ控訴院に上訴した。

2015年5月21日、パリ控訴院は、ADLCの決定を一部覆し、2009年から2010年までの期間における商標およびロゴマークのEDFによる使用に関する罰金ならびに違反の繰返しにより増額された罰金を無効とした。最終的に、罰金の額は13.5百万ユーロから7.9百万ユーロに減少した。

ADLCおよびEDFは、破毀院に上訴した。破毀院は、2017年9月27日付の判決により、EDFの主張を棄却し、また2015年のパリ控訴院の決定については、違反の繰返しによる状況の悪化を否定したとしてこれを無効とした。そのため、破毀院は、違反の繰返しによる罰金の増額の決定を唯一の争点とし、本件をパリ控訴院に差し戻した。判決は、2018年中に下される見込みである。

## 補償を求める太陽光発電分野の事業者による訴訟

Solaire Directは2014年5月13日、ADLCが2013年12月17日付の決定において非難した行為の結果として損害を被ったとし、その損害に対し8.7百万ユーロ（Solaire Directによる査定額）の損害賠償を求め、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。2014年12月16日、同裁判所は、パリ控訴院により上記のADLCの決定に対するEDFの上訴訴訟に係る判決が言い渡されるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。2017年2月21日付の判決において、商事裁判所は、さらに、2015年5月21日付の決定に対するADLCの上訴について破毀院により判決が言い渡されるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。破毀院は、判決を下し（上記「Solaire Direct」訴訟を参照。）、当該訴訟は再開され、Solaire Directは、その損害賠償額を5.2百万ユーロと見積もっている。現在のところ、審理日は設定されていない。

2014年12月11日、Apem Énergie、Arkeos、Biosystem-AD、Cap Eco Énergie、Cap Sud、Isowatt、PCI-m、PhotenおよびSol'Air Confortは、EDF、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対し、上記訴訟手続と同内容の訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。これらの会社は、18.3百万ユーロの損害賠償を請求している。同裁判所は、2017年9月27日付の判決により、出訴期限の経過を理由として原告の訴訟を棄却した。当該判決に対して控訴したのは、11社のうち、わずか6社であった。損害賠償および利息の請求総額は、現在9.4百万ユーロである。

## 太陽光発電事業者訴訟

2010年秋に公的機関が、太陽光発電による電力の購入価格の引下げが近く実施されることを発表したことにより、接続の申請が増加した（この流れは、完全な申請書が提出された日をもって適用される価格が決定されるという事実によって説明できる。）。続いて、一連の省令が公表され、購入価格を引き下げた。

かかる引下げは、この契約申請の流れを止めるために充分ではなかったため、政府は、2010年12月9日付の命令により、新たな契約の締結を3か月間差し止め、申請に係る財政的および技術的な提案が2010年12月2日までに承認されていない場合、当該3か月間の末日に、新たな接続の申請を提出しなければならないと定めた。

これに関連して、一時停止の前に享受していた購入義務価格による利益を得られなくなった一定数の発電事業者は、非相互接続の島部地域（ZNI）の配電網事業者（GRD）であるEDFおよびフランス本土の電力網事業者であるEnedis GRDに対して、それにより魅力的な電力購入条件を享受することができていたであろう接続に関する技術的および財務的な提案を電力網事業者が適時に行わなかったことを理由として、損害賠償を求めて訴訟手続を提起した（「第6 3（2）② EDFの子会社および持分に關する法的手続」を参照。）。

第一審で下された一定の判決はかかる事業者の要求をすべて棄却したが、他の判決においてはかかる事業者に対して補償金請求を認める判決が行われた。

EDFおよびEnedisは、民事責任保険の給付金を請求した。保険業者は、保証の適用を拒否した。破毀院は、2015年6月9日付決定（緑色／黄色）において、Enedisの賠償責任は保険業者により補償されるべきであるとし、Enedisの法的責任を認める裁定を下した。しかしながら、保険業者は、他の係属中の訴訟について保証金の支給を拒否し続けている。

さらに、欧州連合司法裁判所は、2017年3月15日付の命令により、太陽光発電による電力の購入価格を決定する2006年7月10日付および2010年1月12日付の命令について、政府補助金に該当するための4要件の1つである「国家による介入または国家資源を通じた介入」にあたることを認めた。欧州連合司法裁判所は、欧州委員会への事前の通知なく実施された補助金措置は違法であると繰り返した。特にこれらの違法な命令の適用を排除することによりこの結論を実施することが、国の司法管轄に委ねられている。

商事裁判所および控訴院は、今後数か月以内に裁定を下さなければならない。

EDFおよびEnedisは、それらの法的責任について異議を唱え、以下のことを行っている。

- ・同じ技術的要因（2010年8月24日から31日までの間に出された接続の申請）による単一の有害事象に係る申立て（保険会社に対する一連の申立てとして知られている。）を統合するために、保険訴訟を提起することを決定した。
- ・第一審で下された厳しい判決に対して上訴を行っている。
- ・発電事業者の被った損害が違法な命令に起因するものであり、そのため修復できない旨を主張する際に、欧州連合司法裁判所の命令に依拠している。

## SUN'R

2012年6月21日、SUN'Rは、フランスのADLCにEDFおよびEnedisに対する不服申立てを行い、保全措置（*mesures conservatoires*）の適用を申請した。かかる申立てにおいて、SUN'Rは、太陽光発電施設の接続に関連する手続の遅滞についてEnedisを訴え、購入義務契約の履行および関連する請求書の支払いの遅滞についてEDFを訴えた。加えて、SUN'Rによると、EDF ENRは、Enedisによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たという。

2013年2月14日付の決定において、ADLCはSUN'Rによる保全措置に関するすべての申請を退ける決定を発表したが、本案の手続は未だ継続中である。

2018年1月12日、ADLCの調査機関は、EDF、EnedisおよびRTEの行為がいずれも競争を阻害するものではなかったと結論付け、取下げの提案を当事者に送付した。しかしながら、この提案は、ADLCが承認することとなる最終決定を予断するものではない。

2012年のADLCへの不服申立てと同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および暫定的な損害賠償に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびEnedisに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付政令において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

2015年4月30日、SUN'Rは、EnedisおよびEDF SAに対し、予定されていた太陽光発電所を配電網へと接続する過程での遅延によりSUN'Rが被ったとされる損害に対する補償を求め、パリ商事裁判所において訴訟を提起した。SUN'Rは、当該裁判所に、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで訴訟手続の中止を求め、これに係る損失に対する暫定的な補償金を10百万ユーロと主張した。パリ商事裁判所は、2016年11月7日に下した判決において、SUN'Rの暫定的な損害賠償の申請を却下し、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。

2015年11月24日、Sun West、Azimut 56およびJB Solarは、EnedisおよびEDF SAに対し、同じ理由によりパリ商事裁判所において訴訟を提起した。これらの会社は、現在、申し立てた損失に対する約4百万ユーロの補償金を請求しているが、当該裁判所に、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで訴訟手続の中止を求めた。パリ商事裁判所は、2017年12月4日付の判決において、Sun West、Azimut 56およびJB Solarの暫定的な損害賠償の申請を却下し、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。



## Eole Miquelon

2015年7月20日、Eole Miquelonは、ミクロン島の電力産業において実施されている慣行について、ADLCに訴えを起こした。

Eole Miquelonは、島部で風力発電所を操業しており、EDFが自身で発電した電力を優遇するためにその施設で生産した風力エネルギーの使用を制限していると主張している。Eole Miquelonは、これらの慣行によって島部での操業停止を余儀なくされるであろうと主張している。

## Xélan

2016年10月17日、Xélanは、主として、EDFが規制販売料金での顧客の消費量に関するデータの共有を拒んだために、Xélanがエネルギー消費量管理による自社の電力供給サービスを設計することができなかったとして、フランスの競争当局（*Autorité de la concurrence*）に提訴した。この訴訟提起を受け、競争当局は、2016年11月22日および23日に、EDFおよびその関連会社数社の敷地内で捜査押収活動を実施した。しかしながら、これらの活動は、EDFグループの責任に帰する違反の有無を予断するものではない。EDFおよびその子会社は、これらの捜査押収活動について異議を申し立て、ヴェルサイユ控訴院に上訴した。これらの訴訟に関する審理は、2018年2月22日に行われ、2018年度上半期中に判決が下される予定である。

## CSPEの上限額についての調査

2014年3月27日、欧州委員会は政府補助金に基づくエネルギーの大量消費者および自家発電事業者に提供される公共電力サービス拠出金（CSPE）に対する拠出金の削減に対する徹底的な調査を開始した。利害関係を有する第三者として、EDFは、2014年10月3日付の欧州連合官報において公布された決定を受けて、かかる決定に対し欧州委員会に意見を提出した。

## 労働訴訟

EDFは、とりわけ労働時間について、多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟を単体で見た場合に、それがEDFの業績および財務状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これらの訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込む可能性が高い状況にあるため、それらが合わさった場合、（年間労働時間を日数ベースで計算することについて2016年に合意したことで、このリスクは軽減されたものの）当グループの財務状態に重要な悪影響を与える可能性がある。

## 環境訴訟

工業事業に起因して、当グループは、特に土壤汚染除去に関連する様々な環境訴訟の当事者となっている。2018年3月15日現在、当グループは、これらの訴訟につき当グループに不利益な判決がなされても、個別的には当グループの財務状態に重要な悪影響を与える可能性は低いと考えている。

## 租税訴訟

前年度に関する会計監査を受け、当局は労働災害および職業病（*accident du travail et maladies professionnelles*（AT/MP））に対する当社の給付引当金の損金算入の可能性について異議を唱えており、これは、電力産業およびガス産業の会社の性質に関係しているため、特にRTE、EnedisおよびÉlectricité de Strasbourgにも関わる問題である。2017年11月22日付の2つの命令により、国務院は、当社の見解を明確に有効とし、当該引当金について損金算入可能であると認め、すべての関連訴訟が終結した。

EDFは、2008年度から2015年度について、主に長期債務の損金算入の可能性に関する修正案を受領した。この調整は毎年行われ、これには、2017年末現在で合計約536百万ユーロの法人税に関する金融リスクが含まれている。2017年9月における2つの判決により、モントルイユ行政裁判所は、これらの債務について損金算入可能であると認め、当社の採用した見解を有効とした。

2012事業年度および2015事業年度について、税務当局は、当社に対し、企業付加価値負担金の継続的な調整に関する通知を送付し、一定の長期引当金の損金算入の可能性について異議を唱えた。

## Vent de Colère

Vent de Colèreと称する団体による、2008年11月17日付の風力発電電力の購入価格を固定する決定に対する上訴を受けて、国務院は判断を保留し、CSPE（*Contribution au Service Public de l'Électricité*（公共電力サービス拠出金））に基づく電力購入義務への資金提供のメカニズムが、政府補助に関するEU条約の規制との関係で、またその適用において、国家による介入または国家資源を通じた介入とみなされるかどうかについての予備決定を欧州連合司法裁判所に付託した。

2013年12月19日、欧州連合司法裁判所は上記の件に関する判決を下し、「すべての最終電力消費者によって資金提供される、市場価格より高い価格での風力発電電力の購入義務に関する取り決めに課される追加費用のすべてを相殺する新制度は（中略）国家資源を通じた介入を構成する」ことを確認した。

2014年5月28日付の判決において国務院は、2008年11月17日付の決定を、当該決定が固定する価格は施行前に欧州委員会に対して通知しなかった政府補助金に当たる、として取り消した。その代替として、2014年6月17日、環境・エネルギー・海洋省は、陸上風力発電電力の購入条件を定める決定に調印した。かかる新たな決定は、2008年の決定による風力発電の購入条件を言い直したもので、CSPEへの影響には変更はない。国務院においてかかる2014年6月17日付の決定に対する上訴がなされたが、かかる上訴は同院が2016年3月9日に言い渡した判決で棄却された。当該判決において裁判所は、かかる新たな命令について欧州委員会への通知は義務付けられていないとし、また、凍結資本に関して風力発電事業者に付与される収益率が高すぎるとの主張を退けた。

2015年7月22日にPraxair訴訟で公表された意見において、国務院は、CSPE収益は、再生可能エネルギーを使用する電力事業者に交付される補助金の額に直接的な影響は与えないと裁定しており、2014年5月28日付のVent de Colèreに関する判決において違法であると判断していた風力発電に対する支援メカニズムまたはその他の再生可能エネルギーに対する支援メカニズムの重要な部分にCSPEは当たらないと結論付けている。かかる国務院の意見を考慮して、パリ行政控訴院は、2016年2月23日付の決定において、Praxair社が行ったCSPEの返還に対する申立てを棄却した。Praxair社の利益を代表するMesser France社は、この決定に上訴した。国務院は、2017年2月22日付の決定において、CSPEにつき物品税に関する一般的な取決めに定めた指令（1992年2月22日付指令92/12/CEEおよび2008年12月16日付指令2008/118/CE）ならびにエネルギー製品と電力に対する課税に関する共通の枠組み（2003年10月27日付指令2003/96/CE）との整合性に関して欧州連合司法裁判所（CJEU）に提出された不利な質問状について同裁判所の決定がなされるまで、訴訟手続の中止を決定した。2018年3月7日、法務官は、CSPEについて、再生可能エネルギー源による発電を賄うための収益部分のみが、EU法に適合した特定の目的を追求する直接税として認められるとの意見を述べた。欧州連合司法裁判所の決定は、2018年度上半期末までに下される見込みである。その後、国務院が、司法裁判所の回答を考慮の上、Messer社の訴えについて裁定を行う。Messer社の訴訟以外にも、フランス政府からCSPEの返還を求める多くの団体による訴訟が行政裁判所において係争中で、欧州連合司法裁判所の決定後になされる国務院による判決を待っているところである。

さらに、2016年4月15日付の決定において、国務院は、フランス政府が2014年5月28日付の決定を施行するために必要な措置をすべて実施したことを、2008年11月17日付の決定が行われた日から2014年3月27日付の欧州委員会の決定が行われた日までの期間中にかかる支援を受けた各事業者に対して当該機関中に支払われた補助金に係る利息の請求書を送付することにより、6か月以内に証明できない場合、遅延1日当たり10,000ユーロの罰金を支払うようフランス政府に命じた。

取立手形は、EDF ENの権限内にある関連SPVにより受領され、2016年12月15日に、政府補助金に相当する金額に係る利息として4.5百万ユーロ（EDF ENの分として）が支払われた。

## SHEM

ネスト運河（*Canal des Nestes*）への給水を確保するために、上流に位置する施設の営業許可取得者および事業者（EDFおよびSHEM）は、毎年一定量の水量を放出すること（農業放水）が規制義務として課されている。EDFおよびSHEMは、2003年12月1日付の「農業放水契約」により、SHEMがEDFのために支払いを受けて行う放水の技術手配および財務手配について合意した。

2010年10月以降、水力発電委託の更新により、政府によって、EDFとSHEMとの間の施設の割当てがSHEMに有利となるよう変更され、政府は、現在農業放水義務の対象である施設の割当てを変更した。EDFが現在操業する施設は当該義務の対象とならないため、EDFは、上記の2003年12月1日付の契約は目的が存在しなくなると考え、SHEMからの合計14.9百万ユーロ（税抜き）の請求書の支払いを拒否した。

2016年10月、SHEMは、行政裁判所が当該紛争の審理を行う管轄権を有しないとの判断を下したため、上記の請求書の支払いを求めて、EDFに対する訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。次回の審判手続は、SHEMに対する略式決定書第3号の提出後、EDFに対する結論を提示するために、2018年6月21日に行われた。

## HPCの差額決済契約を承認する欧州委員会の決定に対する訴訟

2015年7月6日、オーストリアは、ヒンクリー・ポイントCに関して英国政府と交渉した差額決済契約を承認する欧州委員会の決定に対して、欧州連合一般裁判所に訴訟を提起した。その審理は2017年10月5日に行われ、2018年中に判決が下される見込みである。

これと同時に、2015年7月15日に、Greenpeace Energy（および英国の電力供給業者であるEcotricityなど、他の事業者）を筆頭とするドイツおよびオーストリアの事業者グループも、欧州委員会の決定に対して、欧州連合一般裁判所に訴訟を提起した。2016年9月26日、同裁判所は、申立人がこの決定により個別に被害を受けた旨またはEUの電力市場における同社の競争力に重大な悪影響が及ぶおそれがある旨を示すことができなかったことを理由として、2つ目の訴訟を棄却した。2016年12月9

日、Greenpeace Energyは、この命令に対して、欧州連合司法裁判所に上訴した。この命令は、2017年10月10日に、欧州連合司法裁判所により支持された。

これらの申立ては停止効力を有しないため、EDF、英国政府およびCGNは、2016年9月29日に、差額決済契約を含むすべてのHPC関連契約を締結した。

#### ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る最終投資決定に対する訴訟

##### EDF SAの中央企業委員会によるパリ地方裁判所への申立て

2016年6月20日付政令により承認されたことを受け、EDF SAの中央企業委員会（CCE）は、EDFに対し、パリ地方裁判所の裁判官による急速審理の申立てを行い、その審理は2016年9月22日に行われた。CCEはとりわけ、急速審理訴訟の裁定を行うパリ地方裁判所の裁判官に対し、EDFに対してCCEへ複数の書類および／または情報を提供するように命令すること、EDFのCCEの協議期間を延長すること、およびEDFに対してヒンクリー・ポイントCプロジェクトを実施しないよう命令することを求めたが、EDFはこれに対して異議を申し立てた。2016年10月27日付の決定において、急速審理訴訟の裁定を行うパリ地方裁判所の裁判官は、CCEによる申立ては許容できないとし、フランス民事訴訟法第700条に従い、CCEに対し、EDF SAに1,500ユーロを支払うよう命じた。CCEはこの決定に対して上訴し、2017年3月9日にパリ控訴院において審理が行われた。CCEは、この種の訴訟における従業員の代表の情報・協議手続の条件を定めた雇用保護に関する2013年6月14日付法律第2013-504号の整合性に異議を唱え、合憲性の優先的照会（*question prioritaire de constitutionnalité* (QPC)）を申し立てた。2017年5月17日付の判決により、控訴院は、上诉人により申し立てられたQPCは重要性を欠いているとはいえないとの裁定を下したが、同じ争点につきQPCが既に破毀院に付託されていたため、これを破毀院に移送せず、破毀院による判決が下されるまで訴訟手続の中止を決定した。憲法院は、2017年8月4日の決定において、事前に定められた期限に関する、物議を醸したフランス労働法の規定を有効とした。したがって、当該訴訟手続は、パリ控訴院において再開された。判決は、2018年中に下される予定である。

#### グリーンピース

グリーンピースは、EDFおよびその会長兼最高経営責任者が不正確な貸借対照表を表示して誤解を招くような情報を開示したとして、2016年11月24日にそれらを市場関連の違反で国家金融検察局に告訴したと公表した。この告訴は、EDFの状態についてAlphaValueが行った調査の結果を受けて、グリーンピースの要請により行われた。

EDFは、AlphaValueの調査結果に異議を唱え、EDFの会計書類が法定監査人の監査を受けて承認されており、また稼働中の原子力発電所の廃炉費用についても環境・エネルギー・海洋省のために監査を受けており、その要約が2016年1月15日に公表され、全体として当社の見積りを裏付けるものであると言及した。

2016年11月25日、EDFは、これらの虚偽の主張および誤解を招くような情報について結論を出すために、刑事告訴を行った。

#### AETによるパリ商事裁判所への申立て

2007年12月20日に締結された20年間の基本電力供給契約の枠組みの中で、年間70MWの容量について、ティチーノ州の公開会社である Azienda Elettrica Ticinese (AET) は、2014年以降および特定の期間において市場価格が当該契約で合意した価格を下回っていると主張し、エネルギー価格の再交渉を命じるよう裁判所に求めた。

当該契約における価格は交渉の余地がなく、履行困難条項も存在しなかったため、EDFは、価格の再交渉を行う義務はないと強く主張し、当初の経済的均衡に従って価格調整を行うことを提案した。

2016年4月12日、交渉後に和解が成立しなかったため、AETは、EDFに対し、パリ商事裁判所に訴訟を提起した。2017年12月4日、パリ商事裁判所は、EDFに有利な判決を下した。AETの申立ては、すべて棄却された。AETは、スイスにおいて通知から3か月間は上訴することができる。

また、AETは、2017年11月9日に、同じ契約に関して発電容量メカニズムによる利益の分配を求めて、EDFを召喚した。

#### AMFによる調査

2016年7月21日、AMF（フランス金融市場監督局）はEDFの敷地について調査を行い、その間、EDFはAMFに特定の書類を提供した。この調査は、EDFが2013年7月以降市場に報告している財務情報に関してAMFが行っている調査の一環であった。これは、EDFグループの責に帰すべき違反があったことを意味するものではない。

#### CRE／REMITの調査

2016年12月1日、CRE（エネルギー規制委員会）は、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets Limitedがエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2016年4月1日以降行ったことが有罪となるかについて調査を実施した。

同日、CREは、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets LimitedがREMITに関する規則の規定に違反するおそれのある行為を2014年1月1日以降行ったか否かの判定を目的とした、別の調査を開始した。

2017年12月14日、CREは、EDFおよび関係していた可能性のあるその他の者がエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2017年1月1日以降行ったか否かの確定を目的とした、3つ目の調査を開始した。

これらは、EDFグループの責に帰すべき違反があったことを意味するものではない。

#### CNILによる調査

2016年10月18日、CNIL（フランス個人情報保護当局）は、フランスの1978年法に基づく一般的な検査権限を用いて、EDFの敷地で立入検査を実施した。この検査の間、CNILは、Linkyメーターから取得し、配電事業者であるEnedisからEDFに転送された個人情報についてのEDFの処理に関する情報および詳細データの処理に係る顧客同意の証拠の取得・保持方法に関する情報を求めた。EDFは要求された要素を提供した。CNILは、2017年11月9日に、EDFの会長に宛てた書簡の送付をもって手続を終了した。

#### グラブリンヌ2、ダンピエール3およびトリカスタン3の原子炉の再稼働

2015年以降、フラマンビルEPR容器のドームにおいて欠陥が見つかったことを受け、EDFは、ASNの要請によりかつその監督の下で、操業中の原子炉の検査を行っている。これらの検査の目的は、EDFが運営する900MWe系列および1,450MWe系列の原子炉18基に使用されている蒸気発生器の水室（すなわち下部）が、フランマンビルEPR容器において見つかったものと同様の欠陥（すなわち機械の強度に影響を及ぼすおそれのある高炭素含有量）による影響を受けないことを保証することである。蒸気発生器を検査している間、グラブリンヌ（原子炉2号機）、ダンピエール（原子炉3号機）およびトリカスタン（原子炉3号機）の原子力発電所で使用されているものを含め、JCFC（日本鑄鍛鋼株式会社）という日本企業で製造された水室が設置されている12基の原子炉の部品の一部で炭素含有量が検出されたが、影響があった箇所は一部に限定された。これらの原子炉の計画的な操業停止中にEDFにより何回か調査が実施され、これらの蒸気発生器の水室の使用の適合性を証する追加の技術情報がASNに提供された後、ASNは、上記の各原子炉の再稼働に同意した。

1件の権限外の申立て（*recours en excès de pouvoir*）とともに2016年12月23日に国務院に提起した3件の急速審理の申立てにおいて、原子力監視協会は、上記の原子炉3基の再稼働に関するASNの同意の効力を停止するよう裁判所に求めた。2017年1月18日付政令に従い、国務院は、これらの急速審理の申立てを棄却した。権限外の申立ての本案については、国務院による審議が続いている。

#### 原子力発電所に影響する欠陥

ル・クルーズの工場（AREVA NP）で製造されたフェッセンハイム原子炉2号機の蒸気発生器に影響を及ぼす欠陥が見つかったことを受け、グリーンピースおよびその他6つの団体が、2016年10月14日にEDFおよびAREVA NPに対し、偽造文書の使用、無謀な危険行為およびインシデント報告の遅延を含む、4つの罪につきパリの検察局に告訴した。これと同時に、2016年5月4日、原子力監視協会は、ル・クルーズの工場における活動について実施された監査の結果、とりわけ「1965年以降製造された約400の部品につき、製造管理プロセスにおいて不正があり、うち約50がフランスの原子力発電所において使用されている」ことが明らかになったことを受け、AREVAに対し、偽造、偽造文書の使用および危険行為についてシャロン・シュル・ソーヌの検察局に告訴した。ASNは、ル・クルーズの工場において見つかった不正について、フランス刑事訴訟法（*Code de Procédure Pénale*）第40条に基づき、2016年10月25日にシャロン・シュル・ソーヌの検察局に報告した旨を公表した。

#### フラマンビル3ー建設を許可する改正命令に対する訴訟

フラマンビル3の建設を許可する改正命令に対し、3件の異議申立てがなされた。最初の2件は、2017年5月23日に国務院に提出されたもので、フラマンビル3の建設を許可する命令を改正して稼働開始期限を変更する2017年3月23日付命令に対して、いくつかの非営利団体（1件はCRILAN、もう1件は「Notre Affaire à tous」）により直接提起されたものであった。2018年3月8日に行われた審理において、報告官は、いずれの申立ても棄却されたと結論付けた。

3件目の申立ても、2017年8月21日に、グリーンピース、CRILANおよび「Notre Affaire à tous」をはじめとするいくつかの非営利団体により国務院に提出されたもので、フラマンビル3の建設を許可する改正命令の撤回を首相が暗黙のうちに拒否したことに對するものであった。

#### フラマンビル3ー原子炉容器の鋼材および下鏡の異常に関する司法鑑定の要請

原子力監視協会は、2017年8月24日にパリ地方裁判所に申立てを行い、特にフラマンビル3の原子炉容器における異常に関して意見をを得るために、司法専門家の任命を要求した。地方裁判所は、2017年10月31日付の命令により申立てを棄却した。上訴されなかったため、この判決は確定した。

#### フラマンビル3－原子力安全当局の2017年10月10日付意見書に対する訴訟

2017年11月30日、「Sortir du nucléaire」およびグリーンピース・フランスをはじめとするいくつかの団体が、フラマンビル3原子炉容器の下鏡および上蓋の鋼材の異常に関する原子力安全当局の2017年10月10日付意見書の撤回を求めて、国務院に訴訟を提起した。原子力安全当局は、施設の稼働中に一定の検査が実施されていることを前提とし、かかる異常が原子炉容器の稼働を妨げる可能性は低いと考えていた。

#### フェッセンハイム

2017年3月14日、コリーヌ・レパージュ氏が代表者を務める三国間原子力保護協会（*Association Trinationale de Protection Nucléaire*）（ATPN）は、国務院に対し、第一に、フェッセンハイム発電所における水の標本抽出と消費、廃棄物放出および環境モニタリングの方法を定めた原子力安全当局の2016年3月29日付決定2016-DC-0551の取消し、第二に、同施設の廃棄物環境内放出限度を定めた原子力安全当局の決定2016-DC-0550の取消しを求める申立てを行った。

さらに、2つの労働組合（FOおよびCFE-CGC）およびフェッセンハイムを含む複数の自治体も、それぞれ2017年5月および7月に、国務院に対し、フェッセンハイム原子力発電所の運転許可を無効とする2017年4月8日付命令第2017-508号の取消しを求める申立てを行った。

#### 規制電力販売料金－2017年7月27日付決定に対する申立て

2017年8月24日、ENGIEは、規制電力販売料金に関する2017年7月27日付決定に対し、国務院に訴訟を提起した。2017年9月27日、エネルギー小売事業者協会（ANODE）も、この決定に対して略式訴訟を提起し、さらに2017年12月22日にこれを支持する陳述書により補足した。

ENGIEおよびANODEは、国務院に対し、当該決定が欧州連合法に反する政令の規定を基礎としていることを理由として、2017年7月27日付決定の取消しを求めている。具体的には、この2社によると、規制電力販売料金は、欧州連合司法裁判所（*Federutility*に対する2010年4月20日付決定およびANODEに対する2016年9月7日付決定）および国務院（ANODEに対する2017年7月19日付決定）により解釈された、域内電力市場の共通ルールに関する2009年7月13日付指令2009/72/CEに定める累積的な条件を満たしていない。

国務院の決定は、2018年度上半期に下される見込みである。

#### ② EDFの子会社および持分に関する法的手続

##### RTE

##### 租税訴訟

RTEは、過去の事業年度に関していくつかの会計監査を受けた。当該調整の主な理由は、労働災害および職業病に対する給付引当金の損金算入の可能性であった。2017年12月28日付決定により、国務院は、当社の見解を明確に有効とし、当該引当金の損金算入の可能性を認めた。したがって、本件は確実に終結した。

##### Enedis

##### 租税訴訟

税務当局は、労働災害および職業病に対する給付引当金の損金算入の可能性について異議を申し立てていた。

国務院が2017年11月および12月に他の当グループ会社につき同様の主題に関して下した判決は、当社についても同一の解決策を示し、当該引当金について損金算入可能であると認め、これらの訴訟を終結した。

#### 太陽光発電事業者訴訟

2010年（主に2010年8月）において、（その当時は、完全な申請書が提出された日に応じて適切な価格が決定されていたため、）電力購入価格の値下げの告知により、Enedisユニットへの接続の申請が急増した。3か月後、2010年12月9日に発行された一時停止令が新たな契約の締結を3か月間差し止め、申請に係る財政的および技術的な提案が2010年12月2日までに承認されていない場合、当該3か月間の末日に、新たな接続の申請を提出しなければならないと定めた（「第6 3（2）① EDFに関する法的手続」を参照。）。

この一時停止の終了時に、新たな電力購入条項が導入された。この枠組みにおいて、入札公告のシステムが導入され、さらに、新たな命令により、太陽光発電による電力の購入義務価格が新たに再設定された。2011年3月4日に発行されたこの命令により、太陽光発電による電力の購入価格が大幅に下落した。

2011年11月16日に、国務院が、2010年12月に発行された一時停止令に対するいくつかの上訴を棄却する判決を言い渡したことにより、Enedisに対する訴訟手続は2011年末に急増し、かかる増加は2012年、2013年、2014年および2015年にも続いた。この一時停止に関連する損害賠償請求の出訴期間は、2016年3月に終了した。これらの訴訟手続は、主として、新たな電力購入価格により営業の状況が以前より悪化したために、プロジェクトの中止に追い込まれた発電事業者によって提起された。これらの発電事業者は、彼らがより魅力的な電力購入条件を享受することを可能にしたであろう接続に関する技術的および財政的な提案を、Enedisが適時に行わなかったことから、こうした状況がEnedisによって引き起こされたと考えている。第一審および控訴院により下された判決の根拠および調査結果は様々であり、原告の要求をすべて棄却した裁判所も複数あれば、その一方で原告の補償金請求を認めた裁判所も複数あるが、認められた保証金は概して請求額を下回っている。

Enedisは、民事責任保険の給付金を請求した。保険業者は、保証の適用を拒否した。破毀院は、2015年6月9日付決定（緑色／黄色）において、Enedisの賠償責任は保険業者により補償されるべきであるとし、Enedisの法的責任を認める裁定を下した。しかしながら、保険業者は、他の係属中の訴訟について保証金の支給を拒否し続けている。

2015年12月、ヴェルサイユ控訴院は、2006年および2010年の価格決定命令が欧州政府補助法に準拠しているかどうかの予備決定を、欧州連合司法裁判所（CJEU）に付託することを決定した。

欧州連合司法裁判所は、手続上の理由で予備決定の付託を却下した。2016年9月20日、ヴェルサイユ控訴院は、2006年および2010年の価格決定命令が欧州政府補助法に準拠しているかどうかの予備決定を欧州連合司法裁判所に新たに付託し、訴訟手続を中止した。この判決以降、Enedisまたは保険業者は、欧州連合司法裁判所の決定がなされるまで、定期的に訴訟手続の中止を申し立てている。下級裁判所および控訴院の多くは、この申し立てを支持している。

欧州連合司法裁判所は、2017年3月15日付の命令により、太陽光発電による電力の購入価格を決定する2006年7月10日付および2010年1月12日付の命令について、政府補助金に該当するための4要件の1つである「国家による介入または国家資源を通じた介入」にあたることを認めた。欧州連合司法裁判所は、欧州委員会への事前の通知なく実施された補助金措置は違法であると繰り返した。特にこれらの違法な命令の適用を排除することによりこの結論を実施することが、国の司法管轄に委ねられている。

商事裁判所および控訴院は、今後数か月以内に裁定を下さなければならない。

## ENGIE

2016年12月23日、ENGIEは、単一の契約を結んでいる顧客の管理コストに係る供給業者の報酬に関して、Enedisに対する訴訟をパリ商事裁判所に提起した（「第2 3（2）②（i）（ii）電力供給契約」を参照。）。当該訴訟手続は係属中である。

## Quadlogic Controls Corporation

2016年2月24日、Enedisは、米国の会社であるQuadlogic Controls Corporation（QCC）が所有する欧州特許の被疑侵害について、QCCが作成した訴状をパリ地方裁判所から受領した。Enedisは、QCCの発明に係るインプットおよび被疑侵害の両方に対して強く異議を唱えた。2017年11月、パリ地方裁判所は、Enedisに有利な判決を下し、フランスにおけるQCCの欧州特許については無効とした。

## TURPE 5

2017年2月2日、Enedisは、国務院に対し、2017年1月28日付官報にて公布されたTURPE 5による配電に関する2016年11月17日付および2017年1月19日付のCRE決定の取消しを求める申し立てを行った。この訴訟は、電力網事業者の報酬水準、価格決定方法、料金体系および導入されたインセンティブ規制に関するものである。

2017年2月3日、Enedisの株主であるEDFもまた、フランス国務院に対し、エネルギー規制委員会（CRE）による同様の審議の取消しを求める申し立てを行った。その後（2017年3月10日）、環境・エネルギー・海洋担当大臣も取消しを求める訴訟を提起し、またCFE-CGC Énergieも同様の訴訟を提起した（2017年4月）。これらの訴訟の結果、CREは抗弁陳述書を提出し（2017年7月および10月）、UFC-Que Choisir協会は訴訟参加申立書を提出した（2017年8月）。

国務院は、2018年3月9日に下した決定により、投下資本コストを決定するにあたり、対応する資産に「無リスクの利率」が適用されなかった場合に限り、いわゆる「TURPE 2」料金の（未償却部分について）対象となる料金実施期間中において、更新引当金が割り当てられた作業および認可された当局から送電網事業者に対して引き継がれた作業に対して、TURPE 5の審議を取り消した。かかる取消しは、2018年8月1日までは効力が生じない予定である。CREは、同日付で、TURPEの審議を再開する予定である。

## EDF International

### 租税訴訟

EDF Internationalの2009事業年度から2014事業年度までに関する税務調査の結果、合計約345百万ユーロのBritish Energyの買収の借換えのために導入された転換社債の評価に対して異議申立てがなされた。EDF Internationalは、かかる訴訟に勝訴する十分な可能性があると考え、これらの調整の理由に対して異議を唱えた。

### EDEMSAに対する仲裁

EDF Internationalは、2003年に、メンドーサ州における配電に係る委託契約に基づく契約上のコミットメントの不履行について、アルゼンチン政府に対し、投資紛争解決国際センター（CIRDI）による仲裁を提起した。2012年6月11日に、仲裁裁判所がEDF Internationalに有利な仲裁裁定を下した。その後、アルゼンチン政府は、2012年に、仲裁裁定の無効を求めて、CIRDIの特別委員会に申立てを行った。2016年2月5日、CIRDIの特別委員会は、EDF Internationalに有利な仲裁裁定を支持した。

2017年12月5日、EDF Internationalは、2012年6月11日の仲裁裁定により得た損害賠償金の支払いに関し、アルゼンチン当局との間で和解契約を締結した。この支払いはアルゼンチン国債でなされ、EDF Internationalはこれを2017年12月12日に売却した。

## EDF Énergies Nouvelles

### Silpro

Silpro (Silicium de Provence) は2009年8月4日に裁判所の決定による清算を開始した。EDF ENRグループは、ドイツ企業である主要株主のSol Holdingとともに、Silproの30%の少数株主持分を保有していた。2011年5月30日に、清算人はSilproの株主および役員に対して、総額101百万ユーロをSilproの清算に起因する資産の不足分として連帯責任で補償するよう訴えを起こした。

マノスクの商事裁判所は2013年12月17日付の判決にて、連帯責任ではなく、Silproの資産の不足分への120,000ユーロの支払いをEDF ENRグループに、200,000ユーロの支払いをSol Holdingに命じた。EDF ENRグループは、この決定に異議を申し立てた。エクサンプロヴァンスの控訴院による2015年3月19日付の判決はかかる判決を無効とし、清算人のすべての請求を棄却した。

清算人は、控訴審の2015年3月19日付判決に対して、破毀院に上訴した。

破毀院は、2017年4月20日付の判決により、資産の不足分に係る200,000ユーロの清算人に対する支払いをSol Holdingsに命じた判決を無効とした控訴院の判決を一部棄却した。当該訴訟は終結している。

## SOCODEI

EDFの完全子会社であるSOCODEIによって運営されている、低レベル廃棄物処理および収納施設（セントラコ）は、弱放射性廃棄物を溶融または焼却処理するために使用されている。2011年9月12日に、廃棄物溶融炉が爆発したことにより火災が発生し、1名が死亡し、4名が負傷した。この事故において、化学物質または放射性物質の漏出は発生しなかった。ASNは、この事故をINESレベル1と格付け、2011年9月27日に、事故の直後に停止された溶融炉および焼却炉についてのみ事前承認の上、再稼働を許可することを決定した。ASNは、2012年6月29日に、焼却炉の安全を確保するために必要な施設の遵守に係る動作確認に関するASNへの詳細な報告書の事前提出を条件として、焼却炉の再稼働をSOCODEIに許可した。事故後、いくつかの調査が開始された。2011年9月16日にニームの検察局は、被疑者に対して致死および過失傷害罪の疑いで取調べを開始し、取調べは継続中である。労働監督局およびASNによる調査の結果は、検察局に送付され裁判所の専門家が任命された。裁判所の決定による専門家の評価作業が完了した後、予審判事は溶融炉の封を取り除くことを許可した。これは、修理開始の許可を意味するものであった。

2014年1月14日付で採択された、再稼働の前に満たされるべき新たな技術要件を設定する決定に基づき、ASNは2015年4月2日付決定において、溶融炉の再稼働を許可した。2015年9月16日に代表者が予審判事の前に召喚された後、SOCODEIは致死の疑いで捜査されていた。2016年7月13日に、ニームの検察局は、予審判事宛てに、SOCODEIをニーム刑事裁判所での裁判のために引き渡すよう求める書面を作成した。当初審理は11月17日に設定されていたが、その後2017年2月23日に延期された。審理終了時に、検察局は、殺人および過失傷害罪でSOCODEIに対し300千ユーロの罰金が科されることを要求した。判決は、3月16日まで延期された。

## Edison

### EdipowerにおけるEdisonの株主持分に関してACEA SpAが提起した訴訟

2006年5月、ローマ市の公共事業会社であるACEA SpA (ACEA) は、イタリア政府、イタリアの規制当局（AEEG）および競争当局（AGCM）に対して異議を申し立て、EDFおよびA2A SA (IHAEM SpA) によるEdisonの共同買収が国営会社により保有される



Edipowerの株式資本の上限である30%を超えたと主張した（かかる上限は、当時Enel SpAによって所有されていた企業（Gencos）の民営化に適用される規則を定めた、イタリア閣議の議長が発令した2000年11月8日付命令により規定された。）。

2006年7月7日に、AGCMは、ACEAの見解を支持する意見（*segnalazione*）を提出し、イタリア政府および議会に対して、2000年11月8日付命令の規定に適合するための措置を講じるよう正式に要求した。

2006年8月、ACEAは、ローマ民事裁判所に、EDF、IEBおよびWGRMH Holding 4（Edison、A2A SA、DeImi、Edipower、AEM Turin、AtelおよびTdEを含む。）に対する訴訟を提起した。

ACEAによると、株式保有が上限を超えることは適用法令の違反であり、かつ不正競争行為となり、エネルギー市場における競争および消費者の利益に悪影響を与える可能性があるという。

よって、ACEAは、EDFおよびA2A SAの不正行為を認め、EDFおよびA2A SAに対して、30%の上限を維持するべく持分を売却させ、30%を超える量のエネルギーの取得および使用を禁止すること、そして、最後に現時点では正確に評価することができなかったACEAの損害額（かかる額の評価は別の手続の対象となっている。）を補償することを裁判所に要求した。

ACEAはまた、裁判所の判決が下るまでの間、自らの利益を守るため、保全措置を講じるよう裁判所に要求することも示唆した。2007年1月、Endesa Italiaも、ACEAの訴訟の当事者に加わった。

裁判官は、ACEAが被ったであろう損害の金額を800百万ユーロと評価したACEAからの覚書（新証拠）の追加提出を却下した。

2010年12月、Endesa Italia（現E.ON Italia）およびEDFは、E.ON Italiaが、EDFのEdipowerへの間接投資に関するEDFに対する訴えおよびすべての請求を取り下げることとを約束する内容の和解契約を締結した。裁判官は、かかる契約を2011年5月19日付政令によって承認した。

2013年9月19日、ローマの民事裁判所は、ACEAのすべての訴えを棄却しEDFに有利な判決を下した。裁判所は、EDFのすべての行為は関連する規制機関により事前に承認されており、いかなる規則にも違反していないとして、競争法および不法行為法におけるすべてのEDFの法的責任を排除した。ACEAは2014年9月23日にかかる判決に控訴した。

2015年6月15日にローマの控訴院で行われた予審において、当該事件は2016年3月21日に審判手続が行われることとなった。この審理において、判事は、準備書面の提出期限を5月20日および6月9日に設定した。2016年10月17日に言い渡し、2016年12月15日に当事者に通知した判決において、控訴院は、ACEAの申立てをすべて棄却し、訴訟費用の支払いを命じた。決定が送達され、その後60日間（2017年2月20日に終了）は破毀院に上訴することができる。この上訴期限が経過したため、EDFに有利な判決が確定した。

## Ausimontの売却に関する手続（ブッシ）

ペスカーラ（アブルッツォ地方）の検察官は、ブッシ・スル・ティリーノのアテルノ川流域に水質汚染および生態学的災害の疑いがあるとして、予備調査を開始した。かかる流域は、1世紀以上もの間、Ausimont SpAが所有する工業団地（2002年にSolvay Solexis SpAに売却された。）であった敷地であり、ペスカーラの検察官は、Solvay SolexisおよびEdisonの前取締役ならびに管理者に対して、この事例は当該敷地の購入者であるSolvay Solexisの損害となる水質汚染、環境被害および不正行為の罪で提訴される旨を通知した。

2009年12月15日、MontEdison（現Edison）に対する不正行為による起訴は中止されたが、環境被害ならびに水質および食料汚染に関する手続は継続した。2013年4月18日、管轄権を有する裁判官は、MontEdisonの旧経営陣に対する訴訟をキエーティの重罪院に提起することを決定した。2014年2月7日付の重罪院の決定により、Edisonに対する訴訟は棄却されたため、Edisonはもはやかかる刑事訴訟の当事者ではない。2014年12月19日付の決定において、重罪院はすべての被告人に無罪判決を言い渡した。検察官は本件を破毀院に付託し、破毀院は、2016年3月18日に、かかる訴えを許容できないとの裁定を下し、本件をラクイラの重罪控訴院に差し戻す決定を行った。2017年2月に重罪控訴院により下された判決は、破毀院に上訴された。次回の審理は、2018年3月13日に行われる予定であった。

このような状況において、発電所に隣接しEdisonが所有する敷地の一部においては、大量の産業廃棄物が発見されたため、かかる土地に差押命令が発令され、2007年10月4日、イタリア閣議の議長は緊急措置（すなわち、かかる土地の識別、安全および復興対策）を実行する権限を与えられた特別審議官補佐を任命した。かかる特別委員は、Edisonに対し、当該地域の調査に備え、安全性を高めるための緊急対策を行い、その土地および地下水の汚染除去に関する提案を提示するよう指示した。Edisonはこの敷地をまだ事業に使用したことがないため、2008年6月に地域行政裁判所に異議を申し立てた。地域行政裁判所は2011年3月にかかる訴えを棄却し、Edisonはかかる決定に対し、国務院において控訴を申し立てた。

2015年1月15日の審理の後、国務院は2015年3月5日に下された判決において、特別審議官補佐による決定を断定的に棄却した。

## アレッサンドリアの検察官による手続

2009年、アレッサンドリア（イタリア）の検察官は、Ausimont SpA（現Solvay Solexis SpA。2002年にMontEdisonからSolvayグループに対して売却された。）の管理者および前取締役に対し、Spinetta Marengoの工業用地およびその周辺の敷地における泉からの水質汚染疑惑および敷地再生措置の欠如に関連する調査の終結に関する通知を送付した。調査は2012年1月16日に終了した。

管轄権を有する裁判官は、2012年1月16日に、数名のMontEdisonの前役職員に対し、環境上の安全および公安に反したおそれのある行為に関して、アレッサンドリアの重罪院において起訴することを決定した。アレッサンドリアの重罪院における裁判は、2012年10月17日に開始された。

2015年12月18日、重罪院における裁判の最後に、Aussimontの旧経営陣およびMontedisonに、水質汚染疑惑について無罪の判決が下された。これにより、Edisonは民事上の責任を一切問われないこととなった。判決は、2016年6月6日に公表され、トリノの重罪控訴院に上訴された。同院における審理は、2018年2月に開始された。判決は、2018年度上半期に言い渡される見込みである。

また、Solvay Solexisは、行政上の決定により、Spinetta Marengo用地を復興するよう命じられた。Edisonは、かかる決定の取消しを求めてSolvay Solexisにより提出された申立てについて、その利益を守るために訴訟手続に自発的に介入した。その理由として、かかる行政上の決定は、Edisonに対して当該用地を復興する義務を負わせるものではないからである（かかる義務はSolvay Solexisだけに課されるものである。）。訴訟手続は継続中である。

## Carlo Tassara

Edisonの主な少数株主であるCarlo Tassaraは、2012年7月12日、EDFの子会社であるTransalpina di Energia (TdE) が、2012年5月24日のEdisonの支配権の取得後に開始した強制的株式公開買付けの価格の引上げを求め、ラツィオ（ローマ）地域行政裁判所に本案について訴訟を提起した。原告は、これらの訴えをイタリア金融市場当局であるCONSOB、EDFならびにそのイタリアにおける子会社（MNTC、WGRM4およびTdE）、Edison、DelmiならびにA2Aを相手方として提起している。

同時に、原告は2012年5月に、行政裁判所に申し立てられた本案に関する訴訟と実質的に同一の根拠に基づき、強制的株式公開買付けの価格の引上げをCONSOBに要請をした。CONSOBは、かかる要請を2012年7月25日に棄却した。原告はかかる決定に対して上訴しなかった。

また2015年3月、原告は、行政手続の際に使用したものと類似する事実ベースの根拠に基づいて、EDF、A2AおよびEdisonからの損害賠償を求めてミランの裁判所に民事裁判を起こした。2015年3月27日に、EDFに対し訴訟手続が開始された。

当該訴訟において原告は、EdisonおよびEdipowerの買収につながったEDFおよびA2A間の交渉は、Edisonの健全な経営の原理に従って行われず、少数株主の利益を害したと主張した。原告は、Edisonの支配権の取得後に開始された強制的株式公開買付けにおいて株式を売却するよう強制され、これに応じれば原告がEdisonにおいて保有する約10%の株式資本の流動性がすべて失われてしまっていたと主張している。実際の公開買付け価格は普通株式1株当たり0.89ユーロであった。原告は、2011年12月31日現在の貸借対照表に計上されたEdisonの有価証券の約294百万ユーロの価値の下落から生じた損失に関して、損害賠償を請求している。しかしながら、原告は損害賠償の正確な請求額を提示しておらず、その正確な損害額の評価を専門に行う法定専門家を任命するよう裁判所に申し立てている。

2016年1月26日、ミランの民事裁判所において審判手続が行われた。裁判所は、3月29日および4月18日までに回答が提出されることを決定した。2016年5月5日に下され、2016年11月2日に登録され当事者に通知された決定において、同裁判所は、原告に対して提出された手続による訴えおよび削除申請を棄却し、初回の指示審理日（2016年12月20日）を設定した。この審理において、当事者の本件に関する陳述書の提出スケジュールが決定された。次回の審理は、2018年4月10日に行われる予定であった。

#### アスベストまたはその他の有害化学物質への暴露に関して従業員が講じた措置

この数年間に、Edisonは、MontEdisonが所有していた工場における複数の形態のアスベストへの接触によると主張される従業員の死亡もしくは疾病に起因する損害賠償請求件数、または企業買収の結果、Edisonが引き継いだその他の訴訟件数の大幅な増加に直面してきた。

さらに、Edisonは、Edisonグループに所属する会社の元従業員またはその法定相続人によって提起された（Enimont（ENIの子会社である現Enichem）へ譲渡された後に）MontEdisonの設備において排出された有害化学物質への接触に起因する複数の刑事訴訟手続にも関与している。

#### 環境訴訟

Edisonは、Enimontへ売却される前のMontEdisonの化学工場（ポルト・マルゲラ、クロトーン、マントヴァおよびチェザーノ・マデルノの石油化学工場施設）の操業により生じた損害に関して、現在係争中の複数の刑事訴訟手続に関与している。これらの刑事訴訟手続には、環境被害の疑いに関係する身体傷害に関して第三者が提起した訴訟も含まれている。

#### ③ 2017事業年度終了後に開始された訴訟

##### EDFによるFramatomeの買収を承認した欧州委員会の決定に対する申立て

2018年2月3日、Teollisuuden Voima（TV0）は、欧州連合一般裁判所に対し、合併規制を根拠にEDFによるFramatomeの買収を承認した欧州委員会の2017年5月29日付決定の取消しを求める申請を行った。申立通知書にはTV0が主張する根拠および主な争点が記載される見込みであるが、その内容についてEDFは知らず、かかる通知は欧州連合官報において未だ公表されていない。

## 4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

### a. 日本とIFRSとの会計原則の相違

EDFグループの2017年12月31日終了年度の連結財務諸表は、国際的な会計基準の適用に関する2002年7月19日付欧州規則1606/2002に準拠して、2017年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である（以下、総称して「IFRS」という。）。

これらの会計原則は日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。本書記載の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

#### (1) 連結財務諸表

##### (a) 連結財務諸表作成における在外子会社および関連会社の会計処理の統一

IFRSでは、連結財務諸表は、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、統一的な会計方針を用いて作成される。

日本の会計原則では、連結財務諸表作成上、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、親会社および子会社が採用する会計原則は、原則として統一されなければならない。ただし、実務対応報告第18号「連結財務諸表作成における在外子会社の会計処理に関する当面の取扱い」により、在外子会社の財務諸表がIFRSまたは米国で一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている場合は、日本の現行の会計基準との整合性を維持するために一定の項目について修正すること（のれんの償却、退職給付会計における数理計算上の差異の費用処理、研究開発費の支出時費用処理など）を条件として、これらの財務諸表を連結決算手続上利用できるとされている。

また、同一環境下で行われた同一の性質の取引等についての投資会社および持分法適用関連会社の会計処理は、企業会計基準第16号「持分法に関する会計基準」に従って統一することが要求されているが、その際には実務対応報告第24号「持分法適用関連会社の会計処理に関する当面の取扱い」に従って、在外関連会社については上記の実務対応報告第18号で規定される在外子会社に対する当面の取扱いを適用することができる。

##### (b) 連結方法

IFRSに基づき、当グループは、子会社、関連会社および共同支配企業に対する投資、ならびに共同支配事業に対する投資について、以下の会計処理を行っている。

###### ・ 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- 当該企業に対するパワーを有している。
- 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

###### ・ 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産持分に係る調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される。

###### ・ 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、実質支配力基準により連結の範囲が決定され、支配の及ぶ会社（子会社）は連結の範囲に含まれる。ただし、子会社のうち支配が一時的であると認め

られる企業、または連結することにより利害関係者の判断を著しく誤らせるおそれのある企業については、連結の範囲に含めないこととされている。また、非連結子会社および重要な影響力を与えることができる会社（関連会社）については、持分法の適用範囲に含める。なお、日本においても、IFRSの共同支配企業に該当するものには持分法が適用される。共同支配事業を定義する会計基準はないが、IFRSの共同支配事業に該当する組合等への出資については、その持分に係る資産および負債ならびに収益および費用を、原則として純額で計上することが定められている。

(c) 非支配持分および非支配持分に帰属する純利益の表示

IFRSでは、非支配持分は連結貸借対照表および連結自己資本変動計算書上、自己資本の一項目として表示される。連結損益計算書上の「グループの純利益」および「純利益および自己資本直入損益計算書」の「純利益および自己資本直入損益」には親会社の純利益および非支配持分に帰属する純利益の両方が含まれる。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、当期純損益には非支配株主に帰属する当期純損益が含まれるが、非支配株主持分は子会社の資本のうち親会社に帰属しない部分であり、連結貸借対照表および連結株主資本等変動計算書上では株主資本とは区別される。

(2) 企業結合

(a) 子会社の資産および負債の評価ならびに非支配持分の算定

IFRSでは、IFRS第3号「企業結合」により、子会社の資産および負債は結合日時点の時価により評価され、非支配持分は当該時価に非支配持分割合を乗じて算出される（全面時価評価法）。非支配持分は、公正価値（全部のれん方式－親会社持分と非支配持分の両方に対応するのれんを計上する）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式－親会社持分に対応するのれんのみを計上する）のいずれかによる評価が認められる。この選択は取引毎に行われる。

日本の会計原則においても、企業結合においては、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に従って、全面時価評価法が適用されている。ただし、全部のれん方式を適用することは認められず、部分のれん（購入のれん）方式により親会社持分に対応するのれんのみが計上される。

(b) 取得に直接起因する関連コスト

取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIAS第39号に準拠して計上求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。

ただし、非支配持分の取得または処分で企業の支配の喪失とならないものに直接要した取引コストは、当該企業の期中の活動による損益には含まれず、資本に計上される。

日本の会計原則においても、取得関連費用は発生した事業年度の費用として処理するが、社債発行費または株式交付費（(14)を参照）については繰延資産として計上することもできる。

(c) のれんの償却

IFRSでは、のれんは償却されず、少なくとも年に1度、減損テストの対象とすることが要求される。

日本の会計原則では、のれんが20年以内に定額法その他合理的な方法で定期的に償却されることを要求している。

(3) 異常損益項目の分類

IFRSでは「異常損益項目」という概念は存在しない。

日本の会計原則では、異常損益項目は、臨時的かつ金額的に重要な損益項目、すなわち、特別損益項目として定義されている。かかる項目には、固定資産売却損益、売買目的以外に分類される投資有価証券の売却損益、前期損益修正損益、災害による損失等が含まれるが、これに限らない。

(4) 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに係る売上高

IFRSでは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- 立証された契約関係が存在し、
- 引渡しが行われており（またはサービス提供が完了しており）、
- 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格の見積りを基に計算される。

日本の会計原則では、2018年3月30日に企業会計基準第29号「収益認識に関する会計基準」が公表され、2021年4月1日以後開始する年度の期首から適用されるが、2018年4月1日以後開始する年度の期首から早期適用することができる。同基準に基づく、約束した財またはサービスを顧客に移転することにより履行義務を充足した時に、または充足するにつれて、充足した履行義務に配分された額で収益を認識するものとし、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーについてはIFRSによる会計処理と同様の会計処理が行われることとなる。

同基準の適用前においては、売上高は実現主義の原則に従い、一般に商品等の販売または役務の給付によって実現したものについて計上されるが、電力料売上高は検針日基準（実現主義の一形態であり、電気・ガス・水道会社において適用される。）で収益計上され、期末日現在で供給済であるが未計測かつ未請求の電力料に係る売上高は計上されない。

(5) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した期に費用として計上される。IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

日本の「研究開発費等に係る会計基準」では、研究開発費はすべて発生時に費用として処理することを求めている。ただし、企業結合により被取得企業から受け入れた研究開発に係る資産は、その他の限られた項目と合わせて、その適用範囲から除かれている。

(6) リース取引

(a) IFRIC第4号「契約にリースが含まれているか否かの判定」

本解釈指針は、法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産グループの使用権を購入者に与える契約の識別に関連する。こうした契約においては、契約上の購入者は資産からの産出物による大部分の便益を享受し、支払は産出物や市場価格に左右されない。

こうした契約は、IAS第17号に基づき、オペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとして分類されなければならない。

日本においては、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) ファイナンス・リース

IFRSでは、IAS第17号「リース」に基づき、資産の所有権に係るすべてのリスクおよび経済価値が借手に実質的に移転するリースは、借手の財務諸表にファイナンス・リースとして資産計上され、対応するリース債務が負債計上される。

日本では、企業会計基準第13号「リース取引に関する会計基準」に従い、ファイナンス・リース取引とは、解約不能かつフルペイアウトの要件を満たすものをいい、ファイナンス・リース取引に該当するかどうかについてはその経済的実質に基づいて判断すべきものであるとしている。ただし、解約不能リース期間がリース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上、または解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値がリース物件を借手が現金で購入するものと仮定した場合の合理的見積金額の概ね90%以上のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リースと判定され、借手の財務諸表に資産計上し、対応するリース債務を負債に計上する。なお、少額（リース契約1件当たりのリース料総額が300万円以下の所有権移転外ファイナンス・リース）または短期（1年以内）のファイナンス・リースについては、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行うことができる。

## (7) のれんおよび長期資産の減損

IFRSでは、資産に著しい減損が生じたかもしれない兆候がある場合で、かつ、資産の回収可能価額（資産または資金生成単位の公正価値から処分費用を控除した金額とその使用価値のいずれか高い金額と定義されている）が帳簿価額より低い場合に、資産の減損損失が認識される。

IFRSに基づく資産の使用価値は、日本の会計原則における割引後将来キャッシュ・フローと類似している。また、資産の公正価値の最善の証拠は、i)拘束力のある販売契約における価格、ii)市場価格、iii)貸借対照表日現在、取引の知識がある自発的な当事者の間で独立第三者間取引条件による資産の売却から得られる金額について、事業体が入手することのできる最善の情報とされている。一度認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損の理由が存在しなくなったか減少した場合には、戻し入れられる。

日本の会計原則では、資産または資産グループの減損の兆候が認められ、かつ帳簿価額が当該資産または資産グループの継続的使用およびその最終的な処分から生じると見込まれる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超過する場合に、回収可能価額（正味売却価額と使用価値のいずれか高い方）と帳簿価額の差額につき減損損失が認識される。また、一度認識された減損損失をその後の期間において戻し入れることは認められない。

## (8) サービス委譲契約

IFRSでは、IFRIC第12号「サービス委譲契約」の対象となる委譲契約については、適用される報酬の方法に応じて、委譲契約の運営者はインフラを無形資産または金融資産として計上する。

IFRIC第12号の適用範囲外にある契約については、契約内容に応じて、IAS第16号、IAS第17号およびIAS第18号を適用することを求めている。

委譲の大部分について、当グループは、実質的に、委譲者はIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配という性質を持たないと考えている。そのため、IFRIC第12号は、当グループの委譲契約の特性により、連結貸借対照表および損益計算書に限定的な影響しか与えていない。

日本では、企業会計基準委員会が2017年5月2日に実務対応報告第35号「公共施設等運営事業における運営権者の会計処理等に関する実務上の取扱い」公表した。同実務対応報告において、公共施設等運営権の対価について合理的に見積もられた支出額の総額を無形固定資産として計上し、原則として、運営権設定期間を耐用年数として定額法、定率法等の減価償却を行うこと等の、公共施設等運営事業における運営権者の会計処理が明らかにされている。同実務対応報告は、2017年5月31日以後終了する事業年度および四半期会計期間から適用される。

## (9) 補助金

IFRSでは、補助金については、補助金を用いて取得した資産の直接減額を行うか、または受け取った補助金を負債に含め、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振り替える。

日本の会計原則においては、補助金については、受け取った補助金を一時に損益計算書上の利益に計上するとともに、補助金を用いて取得した資産に係る圧縮損の計上、または剰余金の処分として純資産の部の一項目の積立金により圧縮記帳を行う。

## (10) 金融商品

### (a) 公正価値測定

IFRSでは、IFRS第13号「公正価値測定」は、一定の場合を除き、他のIFRSが公正価値測定または公正価値測定に関する開示（および、売却費用控除後の公正価値のような、公正価値を基礎とする測定または当該測定に関する開示）を要求または許容している場合に適用される。同基準では、公正価値を「測定日時点で、市場参加者間の秩序ある取引において、資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格」と定義している。

また、IFRSでは、評価に用いるデータの重要性を反映した公正価値ヒエラルキーは、以下のレベルからなる。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重大な調整を加えたもの（例えば、観察不能な長期の期間にわたる金利曲線の推定）を含む。

日本では、すべての金融資産・負債並びに非金融資産・負債を対象とする公正価値測定を包括的に規定する会計基準はなく、各会計基準において時価の算定方法が個別に定められている。金融商品の時価については、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」において、時価とは公正な評価額をいい、市場価格に基づく価額、市場価格がない場合に



は合理的に算定された価額と定義されている。また、公正価値の階層に関する会計基準は、現時点では基準化されていない。

(b) ヘッジ

IFRSでは、IAS第39号にデリバティブをヘッジとして分類するための規程が以下のように規定されている。

- その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値もしくはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の変動額がヘッジ対象もしくは予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲に入らねばならない。
- キャッシュ・フロー・ヘッジの場合、ヘッジ対象である予定取引の発生の可能性が高くなければならない。
- ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。
- ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

IFRSでは、ヘッジ会計に適格な場合には、ヘッジ手段はヘッジ対象項目とともに公正価値で計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計は、原則として、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べる方法（繰延ヘッジ）による。ただし、ヘッジ対象である資産または負債に係る相場変動等を損益に反映させることができる場合には、当該資産または負債に係る損益とヘッジ手段に係る損益とを同一の会計期間に認識する方法（時価ヘッジ）によることもできる。金利スワップや為替予約を使用したヘッジ会計については、一定の総合的な処理が認められている。

(c) 売却可能金融資産の減損

IFRSでは、売却可能金融資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振り替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損が戻入される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、長期的な価値の喪失の評価基準として3年間、重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落を採用している。

EDFの専用資産の一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは長期的な価値の喪失の評価基準として5年間、重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落を採用している。専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の特殊性である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

日本の会計原則では、その他有価証券のうち、時価を把握することが極めて困難と認められる金融商品以外のものについて時価が著しく下落したときは、回復する見込みがあると認められる場合を除き、時価をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損失として処理（減損処理）しなければならない。時価が50%程度以上下落した場合は著しく下落したときに該当する。また、回復する見込みがあると認められるときは、株式の場合は期末日後おおむね1年以内に時価が取得原価にほぼ近い水準まで回復する見込みがあることをいう。債券の場合は市場金利や信用リスク等の要因を考慮して回復する見込みについて判断する必要がある。減損の戻入は認められない。

(d) 公正価値オプション

IFRSでは、以下の3つの要件のいずれかを満たす金融資産および負債については、選択により、公正価値で評価し、公正価値の変動を損益に計上するものとして分類することが認められる。

- ・ 公正価値を使うことで資産および負債の測定上の矛盾（「会計上のミスマッチ」）を除去ないし大幅に削減する場合。
- ・ 文書化された戦略と経営報告システムに準拠して、一連の金融資産ないし金融負債のパフォーマンスが公正価値を基礎に管理されている場合。
- ・ 金融商品が組込デリバティブを含む場合。

日本の会計原則では、このような公正価値オプションは認められていない。

(e) 金融資産の認識中止

IFRSでは、以下のいずれかの場合に金融資産の認識を中止する。

- ・ その資産が生み出すキャッシュ・フローに対する契約上の権利が消滅する場合
- ・ 資産の所有に付随する実質的にすべてのリスクと経済価値を移転することにより、その金融資産に関連する契約上のキャッシュ・フローを受け取る権利を譲渡する場合。

譲渡した金融資産に生じた金利または当グループが留保する金利は、別の資産または負債として計上される。

日本の会計原則では、譲渡金融資産の財務構成要素ごとに、支配が第三者に移転しているかどうかの判断に基づいて、当該金融資産の認識の中止がなされる。

(f) 負債と資本の区分（金融商品の発行者における分類）

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、金融商品の発行者は、当初認識時に、契約の実質、並びに金融負債、金融資産および資本性金融商品の定義に従って、金融負債、金融資産または資本性金融商品に分類する。

日本では、会社法上の株式として発行された金融商品は、純資産の部に計上される。

(11) その他の包括利益（OCI）の項目の表示

IFRSでは、純利益および自己資本直入損益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

- ・ 後に損益に振り替えられる自己資本直入損益の構成項目。
- ・ 後に損益に振り替えられない自己資本直入損益の構成項目（これは雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動についてのみ関係する）。
- ・ これらの自己資本直入損益の種類毎の関連会社持分。

日本の会計原則では、その他の包括利益の項目について上記の区別を行うことは求められていない。

(12) 借入コスト

IFRSでは、改訂後IAS第23号「借入コスト」により、適格資産の取得、建設または製造に直接的に起因する借入コストの即時費用処理を認める選択肢が廃止され、これらの費用を当該資産の原価の一部として資産計上することが求められている。適格資産とは、使用または販売に供されるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されてはいない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(13) 新株発行費

IFRSでは、新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含み、当該費用は、税引後の金額で、発行プレミアム（資本剰余金）から控除される。その他の費用はすべて、当期の費用となる。

日本の会計原則においては、株式交付費（新株の発行または自己株式の処分に係る費用）は、原則として、支出時に費用として処理する。ただし、企業規模の拡大のための資金調達などの財務活動に係る株式交付費については、繰延資産に計上することができ、この場合には、3年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(14) 引当金

IFRSでは、以下の3つの条件を満たす場合に引当金を計上する。

- ・ 決算日前までに過去の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または解釈上の）がある場合。
- ・ その債務を支払うために、経済的便益を具現化した資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
- ・ 債務額につき、信頼に足る見積りが可能な場合。

日本の会計原則では、将来の特定の費用または損失について、その発生が当期以前の事象に起因し、発生の可能性が高く、その金額を合理的に見積もることができる場合に、当期の負担に属する金額を当期の費用または損失として引当金に繰り入れる。また、引当金の現在価値への割引に関する包括的な定めは存在しない。

(15) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IFRSでは、2011年6月に改訂されたIAS第19号「従業員給付」に基づき、確定給付費用の内訳を次のように認識することが求められている。

- ・ 勤務費用を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額に係る利息純額を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額の再測定をその他の包括利益に認識する。

その他の包括利益に認識した、確定給付負債（資産）の純額の再測定は、その後の期間において純損益に振り替えてはならない。

改訂基準は2013年1月1日から強制適用となったもので、EDFグループの従業員給付引当金の評価および認識に関し、以下の変更を導入している。

- ・ 権利未確定の過去勤務費用の即時認識。
- ・ 従業員給付制度の管理および金融費用の当期勤務費用への算入ならびに当該費用のために過年度に設定された引当金からの相当額の戻入。

- ・ 制度資産からの収益控除後の債務にかかる利息費用に相当する「純利息費用」の金融損益への算入。制度資産は、現在、債務の測定に適用される割引率と同じ率を使用して評価されている。債務の割引率と制度資産の実際運用収益率との間の差額は自己資本に直入される。

当グループは、数理計算上の差異を「SoRIE」方式によって全額認識している。

日本の会計原則では、確定給付型年金制度について、過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を毎期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたっては合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。また、制度資産については、日本では、期首の年金資産の額に合理的に予想される収益率（長期期待運用収益率）を乗じて算定する。

(b) 有給休暇に対する引当て

IFRSでは有給休暇に対する引当てを認識しなければならないが、日本の会計基準ではこうした引当ては要求されていない。

(16) 売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業

IFRSでは、売却目的で保有する資産および負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。非継続事業からの利益は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

日本においては、売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業に関する上記のような会計基準はない。ただし、売却または廃棄予定の固定資産は「固定資産の減損に係る会計基準」等に従って会計処理される。

(17) 賦課金

IFRSでは、IFRIC解釈指針第21号が賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象を明確にするため、2013年5月にIFRS解釈指針委員会（IFRS IC）により公表された。同解釈指針は、税金負債計上の契機となる事象を、関連法規の適用下で賦課金の支払義務を生じさせる活動と定義している。

IFRIC第21号は、欧州連合により2014年6月13日に採択されており、EDFグループには2015年1月1日から適用されている。

この解釈指針は、企業がある特定の日現在で営業を行っているか、またはその活動においてある最低閾値に達した場合に支払義務が生じる年次税に関し、現行の実務を変更するものである。一定の税金は今後、通年にわたり配分されることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本においては、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象について明確に規定した会計基準はない。

(18) 財務活動から生じた負債の変動

IFRSでは、IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」の改訂「開示に関する取組み」において、キャッシュ・フロー計算書の「財務活動によるキャッシュ・フロー」区分に記載された貸借対照表上の負債および金融資産の変動の調整表に利用可能な情報を、資金変動と非資金変動に区分して開示することを会社に求めている。

日本の会計原則においては、このような財務活動から生じた負債の変動の開示について定める会計基準はない。

b. 日本とフランスとの会計原則の相違（法定財務諸表の作成上適用されたフランスの会計原則に係る）

添付の個別財務諸表は、フランスの会計基準当局である会計基準委員会（ANC）が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示され、2015年11月23日付規則2015-06により改訂された、フランスのプランコンタブルジェネラルに定義された会計原則および方法に従って作成されている。これらは日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。直近期の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

(1) 貸借対照表の固定性配列法表示

フランスの会計原則では、貸借対照表科目の配列は固定性配列法を採用している。日本においても、電力会社では固定性配列法が採用されているが、一般的には流動性配列法が採用されている。

(2) 研究開発費

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(5)と同様である。

(3) 長期資産の減損

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(7)と同様である。

(4) 市場性のある有価証券

フランスの会計原則では、市場性のある有価証券は、取得価額で当初認識され、年度末に使用価値で再表示される。上場有価証券の使用価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。未実現損失がある場合は、未実現利益と相殺することなく、当該損失の全額について引当金が計上される。

日本の会計原則では、有価証券（子会社株式・関連会社株式を除く）は経営者の保有目的およびその能力により以下のように分類および会計処理される。

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差額は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券は、当該有価証券が債券である場合は取得原価または償却原価から貸倒見積額を控除した金額で計上され、当該有価証券が債券以外である場合には取得原価で計上される。

一時的でない時価の下落が生じた場合には、有価証券の帳簿価額は時価まで減額され、かかる評価差額は当期の損失として処理される。

(5) 自己株式

フランスにおいては、自己株式は資産として計上され、必要に応じて引当金の設定対象となる。従業員割当を目的として取得された自己株式は、市場価格に基づく減損の対象とはならない。

日本の会計原則では、自己株式は取得原価により、純資産の部の株主資本の末尾に自己株式として一括して控除する形式で表示される。

(6) 年金その他の雇用後給付

フランスにおいては、法定財務諸表上に年金およびその他の雇用後給付を認識することは義務付けられていない。しかし、2000年7月6日に公表されたCNC緊急委員会意見書2000-Aおよびプランコンタブルジェネラル第355-1条の適用により、雇用後給付を法定財務諸表上に認識することを選択することができる。EDFは、2005年1月1日付で従業員に付与される雇用後給付を認識することを選択した。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、年金、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値をその国特有の経済情勢や昇給予想を考慮して決定するものである。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務の金額から差引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、個別財務諸表においても退職給付を認識することが求められるが、企業会計基準第26号「退職給付に関する会計基準」による改正は、当面の間は個別財務諸表に適用しないことが定められているため、個別財務諸表における退職給付の会計処理は連結財務諸表における会計処理と一部異なっている。過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められているため、退職給付債務に未認識過去勤務債務及び未認識数理計算上の差異を加減した額から年金資産の額を控除した額を「退職給付引当金」の科目により固定負債に（または「前払年金費用」等の科目により固定資産に）計上する。なお、当該未認識項目については一括して損益処理することも選択可能である。回廊アプローチの適用は認められな

いが、割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたって合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。

(7) リスクおよび費用引当金

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(14)と同様である。

(8) 店頭デリバティブ

フランスの会計原則では、店頭で取引されるデリバティブについては、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

日本の会計原則では、デリバティブは市場取引とそれ以外の取引のいずれによるものもすべて時価で評価され、未実現利益または損失が認識される。

(9) 外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益の認識

フランスの会計原則では、外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益は、貸借対照表の再評価剰余金に計上されている（未実現損失は金融損益に含まれている）。

日本の会計原則では、外国通貨や外貨建金銭債権債務に係る決算時の換算によって生じた換算差額は、原則として、当期の為替差損益として処理する。なお、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」におけるヘッジ会計の要件を充たしている場合には、ヘッジ手段に係る未実現利益と未実現損失のいずれもヘッジ対象に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べられる。

(10) 営業債権債務に係る為替差損益

フランスの会計原則では、営業債権債務に係る為替差損益は、営業収益および費用に計上される。

日本の会計原則では、営業債権債務を含む外貨建金銭債権債務等に係る為替差損益は、営業外損益の一項目として表示される。経常取引以外の取引により発生した重要な金額である為替差損益は、特別損益の一項目として表示される。

(11) 法人所得税の会計処理

フランスの会計原則では、個別財務諸表上では繰延税金を認識しない。

日本の会計原則では、税金費用は税引前利益に基づいて計上され、個別財務諸表と連結財務諸表の両方において繰延税金の計上が行われる。

## 第7【外国為替相場の推移】

表示に用いられた通貨ユーロと日本円との間の為替相場が、2つ以上の日刊新聞紙に最近5年間において掲載されているため、記載を省略する。

## 第8【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、当社の株式（以下「本株式」という。）に関する株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。

### 1【本邦における株式事務等の概要】

#### （1） 株式の名義書換取扱場所および名義書換代理人

日本においては、本株式の名義書換取扱場所または名義書換代理人は存在しない。

本株式の取得者（以下「実質株主」という。）に関しては、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）から交付される外国証券取引口座約款（以下「約款」という。）に基づき、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買取引の実行、売買代金の決済、証券の保管およびその他本株式の取引に関する事項はすべてこの取引口座を通じて処理される。

#### （2） 株主に対する特典

なし

#### （3） 株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

#### （4） その他株式事務に関する事項

##### ① 株式の登録

取引口座を通じて保有される本株式は、窓口証券会社を代理するフランスにおける保管機関（以下「現地保管機関」という。）またはその名義人の名義で当社の登録株主名簿に登録される。

##### ② 事業年度の終了

毎年12月31日

##### ③ 配当等基準日

当社から配当等を受取る権利を有する実質株主を決定するための日本における基準日は、原則として当社の取締役会が配当支払等のために定めたフランスにおける基準日と同一の暦日とする。

##### ④ 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、窓口証券会社の定めるところにより、約款に規定された手続および行為のための手数料および費用として、取引口座を維持するための手数料を支払う。さらに、実質株主は、約款に規定されたその他の費用を支払う可能性もある。

##### ⑤ 公告

日本においては本株式に関する公告は行わない。

## 2【日本における実質株主の権利行使方法】

### (1) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、現地保管機関またはその名義人が行う。ただし、実質株主が指示をしない場合、現地保管機関またはその名義人は実質株主のために保管されている本株式について議決権を行使しない。

### (2) 配当請求に関する手続

#### ① 現金配当の交付手続

約款に従い、現金配当は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付する。

#### ② 株式配当等の交付手続

株式分割により割り当てられた本株式は、現地保管機関またはその名義人の名義で登録され、窓口証券会社はかかる本株式を取引口座を通じて処理する。ただし、実質株主から別段の要請がない限り、本株式の上場証券取引所の売買単位未満の本株式は、すべて売却処分され、その売却代金を取引口座を通じて実質株主に支払われる。

株式配当により割り当てられた本株式は、実質株主から別段の要請がない限り、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

#### ③ 新株引受権

本株式について新株引受権が与えられる場合には、新株引受権は、通常、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

### (3) 株式の譲渡に関する手続

実質株主がその持ち株の売却注文をなす際の実質株主と窓口証券会社との間の決済は円貨または窓口証券会社が応じうる範囲内の外貨による。窓口証券会社は、国内店頭取引についての本株式の決済を口座の振替によって行う。本株式が海外の投資家に売却されるときは、現地保管機関の本株式の保有残高が減少することがあり、当社の登録株主名簿を通して本株式の移転手続がとられる。

### (4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。

#### ① 配当

- (i) 実質株主に対して支払われる配当金は、個人については課税配当所得となり、法人については益金となる。
- (ii) 個人の配当控除および法人の益金不算入の適用は認められない。かかる優遇措置は、内国法人の配当にのみ認められる。
- (iii) 日本の居住者たる個人または内国法人が支払を受ける本株式の配当金については、かかる配当が窓口証券会社等、日本において資格を有する支払の取扱者を通じてなされる場合、フランスにおける当該配当の支払の際にフランス政府またはそれらの自治区により徴収された源泉徴収税（もしあれば）の控除後の金額に対して、個人の場合は、2014年1月1日以降は20%（所得税15%、地方住民税5%）の税率で、内国法人の場合は、2014年1月1日以降は15%（所得税15%）の税率で源泉徴収される。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。  
フランスにおいて徴収された税金は、上記のとおり個人が確定申告をしないことを選択した場合を除き、日本の税法の規定に従い、外国税額控除の対象となる。
- (iv) 2009年1月1日以降に当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年1月1日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20%（所得税15%、地方住民税5%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年分以後における上場株式等の株式売買損を控除することができ、2016年分以後における上場株式や一定の公社債の売買損等



を控除することができる。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。

また、フランスにおいて源泉徴収された税額が租税条約に基づく制限税率を超過する場合においては、フランスにおいてその超過支払分についての還付請求を行うことができる。詳細については、「第13（1）②配当の際の課税関係」を参照。

## ② 売買損益

(i) 本邦における株式の売買による損益は、内国会社の上場株式等の売買損益と同様の取扱いを受ける。

(ii) 2009年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)から控除することができ、2016年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)ならびに一定の公社債の利子所得の金額および売買益等からも控除することができる。

## ③ 相続税

本株式を相続または遺贈を受けた日本の実質株主には、日本の相続税法に基づき相続税が課せられるが、外国税額控除が認められる場合がある。

## (5) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

## 第9【提出会社の参考情報】

### 1【提出会社の親会社等の情報】

該当事項なし。

### 2【その他の参考情報】

| 書類名                                                                                        | 提出年月日               |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| (イ) 有価証券報告書<br>有価証券報告書およびその添付書類<br>(自 平成28年1月1日 至 平成28年12月31日)                             | 平成29年6月30日関東財務局長に提出 |
| (ロ) 有価証券報告書の訂正報告書<br>平成28年6月30日関東財務局長に提出した有価証券報告書の訂正報告書                                    | 平成29年1月16日関東財務局長に提出 |
| (ハ) 半期報告書<br>半期報告書およびその添付書類<br>(自 平成29年1月1日 至 平成29年6月30日)                                  | 平成29年9月29日関東財務局長に提出 |
| (ニ) 半期報告書の訂正報告書<br>平成28年9月30日関東財務局長に提出した半期報告書の訂正報告書                                        | 平成29年1月16日関東財務局長に提出 |
| (ホ) 臨時報告書<br>臨時報告書およびその添付書類<br>(金融商品取引法第24条の5第4項および企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第1号の規定に基づく臨時報告書) | 平成29年4月6日関東財務局長に提出  |
| (ヘ) 発行登録書<br>発行登録書およびその添付書類                                                                | 平成29年6月30日関東財務局長に提出 |
| (ト) 訂正発行登録書<br>平成27年6月30日関東財務局長に提出した発行登録書の訂正発行登録書                                          | 平成29年1月16日関東財務局長に提出 |
| (チ) 発行登録追補書類<br>発行登録追補書類およびその添付書類                                                          | 平成29年1月20日関東財務局長に提出 |

## 第二部【提出会社の保証会社等の情報】

### 第1【保証会社情報】

該当事項なし。

### 第2【保証会社以外の会社の情報】

該当事項なし。

### 第3【指数等の情報】

該当事項なし。

# Electricité de France

Société Anonyme  
22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris

## Rapport des Commissaires aux Comptes

### sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée Générale des Actionnaires de la société Electricité de France,

#### Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

#### Fondement de l'opinion

##### *Référentiel d'audit*

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes consolidés* » du présent rapport.

##### *Indépendance*

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

#### Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s’inscrivent dans le contexte de l’audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n’exprimons pas d’opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

**Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés**

*Notes 1.3.2.1, 1.3.16.2.2, 1.3.21.1, 29 et 47 de l’annexe aux comptes consolidés*

| Point clé de l’audit | Réponses apportées |
|----------------------|--------------------|
|----------------------|--------------------|

Au 31 décembre 2017, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 37 633 millions d'euros, dont 20 326 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 17 307 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes 1.3.2.2, 1.3.21.1 et 29.1. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 29.1 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.16.2.2. et 47). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 28 115 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 502 millions d'euros) au 31 décembre 2017, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et obligations, et de la juste valeur ou de la valeur de mise en équivalence pour les actifs non cotés gérés par EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 563 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 11 616 millions d'euros en valeur actualisée (notes 29.1.3 et 29.1.5.2).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires et les évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.3.16.2.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 29.1.5.2).

## **Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels, et participations dans les entreprises associées et co-entreprises**

*Notes 1.3.2.4, 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés*

### **Point clé de l'audit**

### **Réponses apportées**



Au 31 décembre 2017, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent 45% des capitaux propres du Groupe. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le Groupe EDF opère.

Les notes 1.3.2.4, 1.3.15 et 13 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni, en Italie et des entreprises associées aux Etats-Unis était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, un environnement de marché dégradé et volatil avec des prix de marché de l'électricité bas et des surcapacités de production électriques persistantes, ajouté à une stagnation de la demande d'énergie sur les principaux marchés d'EDF, est susceptible de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels ou participations dans les entreprises associées et co-entreprises attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et des modalités d'approbation des résultats de ces tests et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données du budget, du plan à moyen terme (PMT) et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO<sub>2</sub>, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Le cas échéant, nous avons apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.15 et 13 des comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

## **Vérification des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion**

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

## **Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires**

### ***Désignation des Commissaires aux Comptes***

Nous avons été nommés Commissaires aux Comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG Audit et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2017, KPMG Audit était dans la 13<sup>ème</sup> année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 16<sup>ème</sup> année sans interruption, dont pour les deux, 13 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

## **Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés**

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

## **Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes consolidés**

### ***Objectif et démarche d'audit***

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme

significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

### ***Rapport au Comité d'audit***

Nous remettons un rapport au Comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2018

Les Commissaires aux Comptes

KPMG Audit  
*Département de KPMG S.A.*

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Anthony Maarek

[次へ](#)

## フランス電力

登録事業所：ワグラム通り22－30、パリ75008

### 連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

#### 2017年12月31日終了年度

株主各位：

#### 意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」、「会社」、または「グループ」という。）の2017年12月31日をもって終了する年度に係る添付の連結財務諸表について監査を行った。

私たちの意見では、当該連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠して、グループの2017年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

#### 意見表明の基礎

##### 監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

#### 独立性

私たちは、2017年1月1日から本報告書日付までの期間について、私たちに適用される独立性規則に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

#### 評価の妥当性－監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関しフランス商法（Code de Commerce）第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての連結財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、連結財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

# フランスの原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料－ならびに専用資産の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.2.1、1.3.16.2.2、1.3.21.1、29および47

| 監査上の主要な検討事項                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 対応                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>2017年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額37,633百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する20,326百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する17,307百万ユーロを含む。</p> <p>当該引当金の評価は、注記1.3.2.2、1.3.21.1および29.1に記載されている。この評価は技術的・財務的仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を必要とし、注記29.1に記載した規制の枠内にある。</p> <p>これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。</p> <p>さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記1.3.16.2.2および47）。専用資産の実現可能価額は、2017年12月31日現在28,115百万ユーロ（正味帳簿価額26,502百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の公正価値、ならびにEDF Investが管理する非上場資産の公正価値または自己資本価値に基づいて決定された。</p> <p>私たちは、原子力引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率および長期割引率、ならびに現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、および予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。</li> <li>・ フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。</li> </ul> <p>併せて、引当金の評価は、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実に関する不確実性を対象とし、反映していることを明記する。</p> | <p>私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の準拠性を評価した。</p> <p>私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定に対する評価額の感応度を評価した。</p> <p>私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、会社が採用した業界シナリオの整合性評価、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと当該シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。</p> <p>私たちはまた、以下の合理性も評価した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。</li> <li>・ 現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りにおいて採用されたシリーズ効果および相互効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,563百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は11,616百万ユーロである（注記29.1.3および29.1.5.2）。</li> </ul> <p>経営者が採用したインフレ率および割引率に関して、私たちは、適用される会計基準および規制上の測定基準、特に2007年3月21日付改正省令に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを市場データおよび入手可能な過去の情報と照合した。</p> <p>当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関し、私たちは、ポートフォリオの変動を試査により検証し、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書および入手可能な外部の評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および実現可能価額の評価、特に注記1.3.16.2.2に記載された減損の基準の会計基準への準拠性について評価した。</p> <p>最後に、私たちは、連結財務諸表に対する注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度に関して検証した。</p> |

**のれん、有効期間が確定できない無形資産、有形固定資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資の評価**

連結財務諸表に対する注記1.3.2.4、1.3.15、13および23

| 監査上の主要な検討事項                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 対応                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>2017年12月31日現在、のれん、有効期間が確定できない無形資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資は、グループの自己資本の45%に相当する。これらは主に、EDFグループが営む非規制業務に関連する。</p> <p>注記1.3.2.4、1.3.15および13は、資産に減損損失が生じている可能性を示す兆候の有無を判定するために採用および適用された方法について記載している。これらの注記はまた、減損テストの実施方法についても記載している。当該テストおよび回収可能価額の算定は、有効期間が確定できない無形資産またはのれんを保有する資金生成単位（CGU）のレベルで毎年実施される。回収可能価額は、これらのCGUの大半については、将来キャッシュ・フローの割引価値に基づいて算定される使用価値に相当する。</p> <p>私たちは、フランス、英国、イタリアの非規制業務資産および米国の関連会社の評価を、回収可能価額算定のためのマクロ経済・業界・財務上の仮定に対する評価額の感応度ならびに当該評価に必要な経営者の見積りおよび判断を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。</p> <p>特に、電力市場価格の低迷が続く不利かつ不安定な市場、過剰発電容量の持続およびEDFが営業する主要市場におけるエネルギー需要の不振は、非規制業務に配分された一定ののれん、無形資産、有形固定資産または関連会社および共同支配企業に対する投資の回収可能価額を著しく減少させるものであり、重要な減損損失につながる可能性がある。</p> | <p>私たちの業務の一環として、私たちは、減損損失の兆候の有無をCGUレベルで分析した。私たちはまた、減損テストの一部として経営者が行う見積りおよび仮定形成のプロセスについて理解し、さらに評価モデルの妥当性についても評価した。</p> <p>私たちは、テスト対象のCGUについて、割引予測将来キャッシュ・フローが当該CGUに含まれる資産から生成される資金と対応していること、またそれが(i)予算データ、中期計画(MTP) およびそれを超えるグループの長期の仮定、(ii)過去の実績、(iii)市場の見通し、ならびに(iv)当該資産の予想操業可能期間と整合していることを検証した。</p> <p>私たちは、経営者への質問を行うことにより、中長期価格仮定の基礎となる種々の仮定（経済成長、原材料および二酸化炭素価格、電力需要、発電容量および相互接続ならびにエネルギー構成の推移）を、エネルギーの国際的組織ないし専門家が実施した外部調査報告書を裏付情報として評価した。</p> <p>私たちは、割引率の仮定の決定方法および整合性を地域毎および事業毎の加重平均資本コスト(WACC)に基づいて評価し、特に、私たちの内部専門家の支援を得て、経営者の採用したリスクフリー・レートおよびリスク・プレミアムと、基礎となる市場の仮定との整合性を分析した。</p> <p>必要に応じて、私たちは、グループが決定した売却および回収可能価額の算定に当たり考慮された項目の、極めて可能性の高い側面について評価した。</p> <p>最後に、私たちは、連結財務諸表に対する注記1.3.15および13において、特に減損テストおよび感応度分析を実施するために採用された仮定に関し、適切な開示が行われているかを評価した。</p> |



## 経営報告書に記載されたグループに関する情報の検証

法律の定めるところにより、私たちはまた、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、取締役会の経営報告書に記載されたグループに関する情報についても検証した。

その適正な表示および連結財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

## その他の法律上および規制上の要求に関する報告

### 法定監査人の選任

私たちは、KPMGオーディットについて2005年6月6日の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについて2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.）の法定監査人として選任された。

2017年12月31日現在、KPMGオーディットの連続契約年数は合計で13年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で16年であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから13年を経ている。

## 連結財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠した連結財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない連結財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

連結財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業の前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該連結財務諸表は取締役会の承認を受けた。

## 連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任

### 目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該連結財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該連結財務諸表の利用者が当該連結財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法（Code de Commerce）第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、連結財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。
- ・ 連結財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業の前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況

に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において連結財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。

- ・ 連結財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。
- ・ 連結財務諸表に対する意見を表明するために、グループ内の企業または事業活動の財務情報に関して十分かつ適切な監査証拠を入手する。法定監査人は、連結財務諸表の監査の指揮、監督および実施ならびに当該連結財務諸表に対して表明した意見についての責任を有する。

## 監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2018年2月15日

## 法 定 監 査 人

KPMG オーディット  
KPMG S.A. の部門

デロイト・エ・アソシエ

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Anthony Maarek

# Electricité de France

Société Anonyme  
22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris

## Rapport des Commissaires aux Comptes

### sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée Générale des Actionnaires de la société Electricité de France,

#### Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

#### Fondement de l'opinion

##### *Référentiel d'audit*

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels* » du présent rapport.

##### *Indépendance*

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

#### Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.1 de l'annexe qui expose le changement de méthode comptable relatif à la première application du règlement n ° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture.

#### Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

|                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                 |
|---------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels</i> |
|---------------------------------------------------------------------------------|

| Point clé de l'audit | Réponses apportées |
|----------------------|--------------------|
|----------------------|--------------------|

Au 31 décembre 2017, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 37 633 millions d'euros, dont 20 326 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 17 307 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans la note 28. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 28 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 28 115 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 25 887 millions d'euros) au 31 décembre 2017, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et obligations, et de la juste valeur ou de la valeur de mise en équivalence pour les actifs non cotés gérés par EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 563 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 11 616 millions d'euros en valeur actualisée (note 28).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires et les évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement

variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes annuels, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28).

---

## **Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux Actionnaires**

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

### ***Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels***

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents adressés aux Actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

### ***Informations relatives au gouvernement d'entreprise***

Nous attestons de l'existence dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations

### ***Autres informations***

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

### **Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires**

#### ***Désignation des commissaires aux comptes***

Nous avons été nommés Commissaires aux Comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG Audit et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2017, KPMG Audit était dans la 13<sup>ème</sup> année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 16<sup>ème</sup> année sans interruption, dont pour les deux, 13 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.



## **Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels**

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la Société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

## **Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes annuels**

### ***Objectif et démarche d'audit***

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;

- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

### ***Rapport au comité d'audit***

Nous remettons un rapport au comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2018

Les Commissaires aux Comptes

KPMG Audit  
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Anthony Maarek

[次へ](#)

## フランス電力

本社：ワグラム通り22－30、パリ75008

### 財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

#### 2017年12月31日終了年度

フランス電力の株主各位：

##### 意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」または「会社」という。）の2017年12月31日をもって終了する年度に係る添付の財務諸表について監査を行った。

私たちの意見では、当該財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の2017年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

##### 意見表明の基礎

###### 監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

##### 独立性

私たちは、2017年1月1日から本報告書日付までの期間について、私たちに適用される独立性規則に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

##### 注意喚起

私たちの意見を限定することなく、私たちは、財務諸表に対する注記1.1に記載された、先物金融商品およびヘッジ取引に関する2015年7月2日付公表の規則2015-05（règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015）の初度適用に関連した会計方針の変更の影響に関する以下の事項について、注意を喚起する。

##### 評価の妥当性－監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関しフランス商法（Code de Commerce）第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

## フランスの原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料－ならびに専用資産の評価

財務諸表に対する注記1.2.2、1.7.2、1.15.1、18、28および38

| 監査上の主要な検討事項                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 対応                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>2017年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額37,633百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する20,326百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する17,307百万ユーロを含む。</p> <p>当該引当金の評価は、注記28に記載されている。この評価は技術的・財務的な仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を伴い、注記28に記載した規制の枠内にある。</p> <p>これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。</p> <p>さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記38）。専用資産の実現可能価額は、2017年12月31日現在28,115百万ユーロ（正味帳簿価額25,887百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の公正価値、ならびにEDF Investが管理する非上場資産の公正価値または自己資本価値に基づいて決定された。</p> <p>私たちは、原子力引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率および長期割引率、ならびに現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。</li> <li>フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。</li> </ul> <p>併せて、引当金の評価は、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実に関する不確実性を対象とし、反映していることを明記する。</p> | <p>私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の準拠性を評価した。</p> <p>私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定に対する評価額の感応度を評価した。</p> <p>私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、会社が採用した業界シナリオの整合性評価、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと当該シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。</p> <p>私たちはまた、以下の合理性も評価した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。</li> <li>現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りにおいて採用されたシリーズ効果およびプーリング効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,563百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は11,616百万ユーロである（注記28）。</li> </ul> <p>経営者が採用したインフレ率および割引率に関して、私たちは、適用される会計基準および規制上の測定基準、特に2007年3月21日付改正省令に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを市場データおよび入手可能な過去の情報と照合した。</p> <p>当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関して、私たちは、ポートフォリオの変動を試査により検証し、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書および入手可能な外部の評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および実現可能価額の評価、特に注記1.7.2に記載された減損の基準の会計基準への準拠性について評価した。</p> <p>最後に、私たちは、財務諸表に対する注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度に関して検証した（注記28）。</p> |

## 取締役会の経営報告書およびその他の株主宛書類の検証

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、私たちはまた、フランスの法律が定める特定の検証を実施した。

## 経営報告書ならびに財政状態および財務諸表に関するその他の株主宛書類に記載された情報

経営報告書ならびに財政状態および財務諸表に関する株主宛書類に記載された情報の適正な表示および財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

## コーポレート・ガバナンスに関する情報

私たちは、経営報告書のコーポレート・ガバナンスに関するセクションに、フランス商法（Code de Commerce）第L.225-37-3条および第L.225-37-4条が定める情報が記載されていることを立証する。

フランス商法第L.225-37-3条が定めるところに従って示された取締役の受取報酬および給付ならびに取締役の利益となる形で付与されたその他のコミットメントに関する情報について、私たちは、財務諸表または財務諸表の作成に当たり使用された基礎となる情報、ならびに、該当する場合には会社を支配する会社および会社の支配下にある会社から会社が入手した情報との整合性を検証した。こうした作業に基づき、私たちはこの情報の正確性および適正な表示を立証している。

フランス商法第L.225-37-5条に従って提供された公開買付または交換の申し出があった場合に影響を与える可能性がある」と会社が判断した項目に関する情報について、私たちは、入手した原始文書への準拠性を検証した。私たちの作業に基づき、この情報に関して、私たちが注記を喚起すべき事項はない。

## その他の情報

フランスの法律に従って、私たちは、投資および支配持分の購入ならびに株主および議決権保有者の特定に関して要求される情報が経営報告書において適切に開示されていることを確認した。

## その他の法律上および規制上の要求に関する報告

### 法定監査人の選任

私たちは、KPMGオーディットについては2005年6月6日の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについては2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.）の法定監査人として選任された。

2017年12月31日現在、KPMGオーディットは連続契約年数合計13年目、デロイト・エ・アソシエは連続契約年数合計16年目であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから13年であった。

## 財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、フランスの会計原則に準拠した財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業の前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該財務諸表は取締役会の承認を受けた。

## 財務諸表の監査に対する法定監査人の責任

### 目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示

は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該財務諸表の利用者が当該財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法（Code de Commerce）第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。
- ・ 財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業の前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。
- ・ 財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。

#### 監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を、提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デフアンヌおよびヌイイ・スール・セーヌ、2018年2月15日

法 定 監 査 人

KPMGオーディット  
KPMG S.A.の部門

デロイト・エ・アソシエ

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Anthony Maarek