

【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29年6月30日
【事業年度】 第2016年度（自 平成28年1月1日 至 平成28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】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-1182
【事務連絡者氏名】 弁護士 田村 勇人
同 金村 直弥
同 生島 芙美
【連絡場所】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-5854
【縦覧に供する場所】 該当なし

注(1) 本書中、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) 本書中、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、2017年5月31日現在の株式会社三菱東京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=123.95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23（3）（ ）フランスの規制：フランス・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	電力需要は4種の消費に分類される。 ・「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。 ・「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。 ・「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。 ・「レース」供給は「リボン」供給への補充供給である。
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 ₆ ）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	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。 ・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。） ・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。） ・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
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 ₂ ）、メタン（CH ₄ ）、亜酸化窒素（N ₂ 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 ₆ ）および三フッ化窒素（NF ₃ ）（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 （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。 1 MW = 1,000キロワット = 1 百万ワット 1 MWh = 1 時間で1 MW出力 = 1 メガワット / 時 1 GW = 1,000MW = 1 十億ワット 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压送電網。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	天然の状態でウランは、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。 ・ウラン238 99.3% 核分裂性同位体に転換可能 ・ウラン235 0.7% 核分裂性 ・ウラン234 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。
ガラス固化	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。
廃棄物	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。 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。 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。

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。

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。

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。

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2004年4月21日付欧州議会および欧州理事会指令2004/39/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。2016年12月31日現在、フランス政府により1,805,952,345株（資本金の85.62%およびEDFの議決権の85.73%）、機関投資家および個人投資家により267,417,384株（資本金の12.68%およびEDFの議決権の12.70%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により33,097,739株（資本金の1.57%およびEDFの議決権の1.57%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式 (*auto contrôle*) として2,669,215株（自己資本の0.13%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こ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。

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、また2017年3月6日に第D.17-0125号（2016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。

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。

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ることができない。

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。

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。

株主および株主総会

（下記、「（ ）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、（ ）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、（ ）緊急時における利害関係者、（ ）緊急時における労働委員会、または（ ）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ることができる。

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4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、2017年3月6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 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4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日に終了する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する。

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：パトリック・スイッサ氏、住所：185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly sur-Seine
- ・ KPMG SA、代表者：ジャック＝フランソワ・レチュ氏、住所：Tour EQH0, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex

上記の指定された監査人はEDFの2016年のDocument de Référenceに記載の財務書類を証明する。

株主総会

() 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、「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。

() 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。

経済を安定させるための2014年3月29日付法律第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無記名株式1,571,433,448株に付された二重議決権を割り当てた結果として、2017年2月28日にフランス政府は、EDFにおいて1,805,952,345株および3,377,385,793個の議決権を保有することを示唆した(すなわち、株式資本の85.62%およびEDFの議決権の90.69%)。

() 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。)。

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(I)(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。

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おいては、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。

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、取締役会会長もしくは一人または複数の執行副社長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、2016年1月5日付の会長兼最高経営責任者の決定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。

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任務の遂行。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実施、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

株式資本（定款第6条）

株式資本は1,370,938,843.50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2,741,877,687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。

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「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。

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、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れなければならない。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官報へ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。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。

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よう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）証券の保有者の確認」についても参照。

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に、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関わらず、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) 株式の保有報告基準」についても参照。

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、法律に従い、その保有により、定款および株主総会の決定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が生じた場合、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。

株式の不可分割性、用益権（定款第12条）

() 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り、裁判所が代理人を任命する。

() 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、臨時株主総会では法律上の所有者に属する。

取締役会（定款第13条）

() 当社は、2014年8月20日付政令第2014-948号第 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、上記の政令第6条に従い、政府の代表者1名および1983年7月26日付法律第 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。

() 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、各取締役に対し、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。

() 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日の株主総会后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。

() 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。

() 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関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。

() 株主総会で任命された各取締役は、同総会により解任することができる。

() 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、議事に応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。）。

企業委員会またはその代理となる組織の秘書役は、取締役会に出席するが、議決権を有しない。

()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) 取締役、取締役会および法定監査人」についても参照。

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。

取締役会の審議（定款第15条）

()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、取締役会の議題を明らかにして、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、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。招集通知には議事を記載する。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。

()取締役会においては、構成員の少なくとも2分の1以上が出席していなければ有効な審議を行うことができない。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が定められている。

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。

()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に証明される。

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、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) 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。

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。取締役会副会長は最大5名までとし、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。

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直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。

株主総会（定款第20条）

上記、「（1）株主および株主総会」および「（1）株主総会」についても参照。

（ ）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（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。

- ()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。

- ()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為する株主の団体は、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、開票検査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、または不在者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。

- ()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、定款の改正により、株式の再編に起因する取引に関するものを除き、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。

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を入手する権利を有する。上記、「(1) 法律文書の閲覧」についても参照。

利益処分(定款第24条)

上記、「(1) 利益の分配」を参照。

- ()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の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、かかる損失が消滅す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。

- () 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セント未満を切り捨てる。

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。

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、剰余金もしくは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時効となる。

上記、「（１）利益の分配」についても参照。

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。

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 () 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、() 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、() 当社の株式資本の10%未満を保有し、() 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。

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、譲渡収入についてフランスの税制は適用されない。ただし、() 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 () 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、() 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() 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。

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、フランスの非居住者に支払われる配当には、通常30%のフランス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(*Code général des Impôts*) 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(一部例外もある。) 。

上記にかかわらず、2016年12月31日以後に行われた配当の支払に関して、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B0I-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。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、自らが配当の受益株主であり、かつ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(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B0I-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。

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。

資産税

下記の両方に該当する場合、保有する当社の株式について、資産連帯税として知られる資産税は課されないことになる。

- ・フランスの課税上におけるフランス居住者でないこと
- ・所有する株式について、当社に対する影響を行使できないような場合で、かつ直接、間接を問わず、その所有割合が10%未満であること

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、() 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() 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。

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。

- () 本社債の募集が、フランス通貨金融法典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。
- () 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。
- () 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、証券決済、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。)の決済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れない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。

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。

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)「日本における課税上の取扱い」および3(2)「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 終了した年度	2016年	2015年	2014年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2014年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2013年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2013年 ⁽³⁾ (再表示前)	2012年 ⁽²⁾ (再表示後)	2012年 ⁽¹⁾ (再表示前)
売上高	71,203 (8,826)	75,006 (9,297)	73,383 (9,096)	72,874 (9,033)	71,916 (8,914)	75,594 (9,370)	72,178 (8,946)	72,729 (9,015)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,414 (2,035)	17,601 (2,182)	17,279 (2,142)	17,279 (2,142)	16,099 (1,995)	16,765 (2,078)	15,998 (1,983)	16,084 (1,994)
営業利益 (EBIT)	7,514 (931)	4,280 (531)	7,984 (990)	7,984 (990)	8,334 (1,033)	8,411 (1,043)	8,159 (1,011)	8,245 (1,022)
連結会社の税引前利益	4,181 (518)	1,692 (210)	5,433 (673)	5,433 (673)	5,392 (668)	5,322 (660)	4,825 (598)	4,883 (605)
EDFの純利益	2,851 (353)	1,187 (147)	3,701 (459)	3,701 (459)	3,517 (436)	3,517 (436)	3,275 (406)	3,316 (411)

- (1) 2013年に発行された2012事業年度のデータ。
- (2) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売（DSSA）事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (3) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (4) 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。
- (5) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (6) 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日に 終了した 年度	2016年	2015年	2014年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2014年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2013年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2013年 ⁽³⁾ (再表示前)	2012年 ⁽²⁾ (再表示後)	2012年 ⁽¹⁾ (再表示前)
非流動資産	195,309 (24,209)	200,745 (24,882)	195,160 (24,190)	195,202 (24,195)	182,933 (22,675)	183,485 (22,743)	181,758 (22,529)	181,792 (22,533)
流動資産	81,111 (10,054)	78,196 (9,692)	72,769 (9,020)	72,769 (9,020)	66,832 (8,284)	69,697 (8,639)	68,085 (8,439)	68,085 (8,439)
売却目的 保有に分類 された資産	5,220 (647)	-	18 (2)	18 (2)	1,154 (143)	3,619 (449)	241 (30)	241 (30)
資産合計	281,640 (34,909)	278,941 (34,575)	267,947 (33,212)	267,989 (33,217)	250,919 (31,101)	256,801 (31,830)	250,084 (30,998)	250,118 (31,002)
自己資本 (EDF持分)	34,438 (4,269)	34,749 (4,307)	35,246 (4,369)	35,191 (4,362)	34,207 (4,240)	34,207 (4,240)	26,257 (3,255)	25,858 (3,205)
自己資本 (非支配持分)	6,924 (858)	5,491 (681)	5,419 (672)	5,419 (672)	4,998 (620)	4,663 (578)	4,854 (602)	4,854 (602)
非流動負債	176,788 (21,913)	178,462 (22,120)	169,487 (21,008)	169,487 (21,008)	155,580 (19,284)	157,765 (19,555)	160,617 (19,908)	161,038 (19,961)
流動負債	61,381 (7,608)	60,239 (7,467)	57,795 (7,164)	57,892 (7,176)	56,134 (6,958)	57,877 (7,174)	58,307 (7,227)	58,319 (7,229)
売却目的 保有に分類 された資産 に関連する 負債	2,109 (261)	-	-	-	-	2,289 (284)	49 (6)	49 (6)
自己資本 および 負債合計	281,640 (34,909)	278,941 (34,575)	267,947 (33,212)	267,989 (33,217)	250,919 (31,101)	256,801 (31,830)	250,084 (30,998)	250,118 (31,002)

- (1) 2013年に発行された2012事業年度のデータ。
- (2) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売（DSSA）事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (3) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (4) 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。
- (5) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (6) 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	2016年	2015年	2014年	2013年 ⁽¹⁾ (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	11,125 (1,379)	12,730 (1,578)	10,625 (1,317)	10,865 (1,347)	11,189 (1,387)	9,924 (1,230)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	16,557 (2,052)	18,839 (2,335)	12,393 (1,536)	11,707 (1,451)	12,275 (1,521)	14,410 (1,786)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	4,138 (513)	5,574 (691)	1,223 (152)	896 (111)	1,011 (125)	4,657 (577)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	1,294 (160)	535 (66)	545 (68)	54 (7)	75 (9)	171 (21)

(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日に終了した年度	2016年	2015年	2014年	2013年 ⁽¹⁾ (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年
借入金およびその他の金融負債	65,195 (8,081)	64,183 (7,955)	55,652 (6,898)	51,637 (6,400)	53,313 (6,608)	59,932 (7,429)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	3,965 (491)	3,795 (470)	3,083 (382)	128 (16)	176 (22)	797 (99)
売却目的保有資産に関連する負債 ⁽²⁾ に組み替えられた金融負債	1,458 (181)	-	-	-	-	-
現金および現金同等物	2,893 (359)	4,182 (518)	4,701 (583)	5,096 (632)	5,459 (677)	5,874 (728)
売却可能金融資産 - 流動性の高い資産	22,266 (2,760)	18,141 (2,249)	12,990 (1,610)	12,566 (1,558)	12,548 (1,555)	10,289 (1,275)
RTEおよび被共同支配子会社への貸付金	-	670 (83)	670 (83)	670 (83)	1,005 (125)	1,397 (173)
売却目的保有資産 ⁽²⁾ に組み替えられた金融資産	104 (13)	-	-	-	-	-
純負債額 ⁽³⁾	37,425 (4,639)	37,395 (4,635)	34,208 (4,240)	33,433 (4,144)	35,462 (4,396)	41,575 (5,153)

(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C25 (RTE株式所有会社) およびポーランドの会社に関連している。

(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である。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・ボ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、高圧および超高圧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の完全子会社となり、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Powernext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（旧AEM 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の完全所有子会社となったEnedis（旧ERDF）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ーズ・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の専門性を頼りにして、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は、EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得、EDFが80%を保有する、新規原子炉プロジェクトの設計および管理を最適化するための専門会社の設立、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締結を規定する、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の新たな完全子会社(NEW NP)(かかる会社は、本書においてNEW NPまたはNew AREVA NPというが、同一会社である。)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。かかる取引の完了は、複数の前提条件に依然として服する(「第23(2)()(ハ)(d)EDFとAREVAとの間における協定および株式譲渡契約」を参照。)。

2016年4月22日付の共同プレスリリースにおけるフランス財務・公会計大臣およびフランス経済・産業・デジタル担当大臣による要請に従い、EDFは、RTEの間接持分49.9%をフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに取引するための契約を2016年12月14日付で締結した。しかし、かかる取引の完了は、独占禁止法取締当局の承認等を依然として必要とする。

3【事業の内容】

(1) EDFグループの戦略

環境および戦略的課題

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中、現在、欧州市場および規制環境により発電会社の経済モデルは抑制されている。

- ・燃料価格は下落（石油、ガス、石炭）し、今年の年末からわずかに回復したものの、2016年の平均値は2015年より低下した。
- ・二酸化炭素の価格は依然として著しく低く、これは、欧州における低炭素・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、依然として電力需要が抑制される場合（2000年から2014年にかけて年間平均+0.5%（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2016年11月））、および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た場合において、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。そのため、歴史的に低い電力の市場価格は、欧州における追加的かつ大幅な削減につながる可能性がある、欧州の発電所における過剰設備によって説明される。例えば、フランスは、2015年には約40ユーロ/MWhとし、フランスのN+1電力の市場価格は2016年度上半期において26ユーロ/MWhから33ユーロ/MWhの間で変動した。2016年10月以降、2018年の送電の市場価格の見積もりは上昇し、34/MWhから38/MWh辺りで落ち着いた。

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。2014年から2040年にかけて、中国においては年間約+160TWh（平均で年間+2.35%）、またアフリカにおいては+44TWh/年（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+13TWh（年間+0.4%）となる見込みである（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2016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および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。

実際に、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。2016年11月末に111か国から批准された合意の効力が発生した。2016年11月にモロッコで開催されたCOP22は、パリで決定されたロードマップを承認した。

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、他者の尊重、事業手法面での責任および倫理に対する結束および対処において、EDFグループが常に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を創造する軌道にEDFグループを乗せること
- ・EDF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、多額の負債を抱えつつその優先的な発展に投資することができるよう力を再集結し、CAP2030戦略を設定した。

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

15超の戦略計画が2015年に開始され、また2016年も継続し、当該3つの優先事項を実現させた。

かかる目標はまた、革新およびデジタル、人事目標、説明責任および業績管理、簡略化という4つの主要なラインに基づく変革プログラムを通じて達成される。

() 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。

エネルギー・サービスにおけるDalkiaおよびその他子会社（Sodetrel、Edelia、Netseenergy）を通じたEDFグループの有利な立場が、エネルギー効率の達成および分散化された地元のシステムの発展において顧客を支えるはずである。

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（Connected Homeの革新的な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。

- ・顧客のための省エネソリューション（断熱、高効率ソリューション、住宅用顧客による電力消費量の監視が可能となるeバランス（e.quilibre）などのデジタル・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のTWh分を占めることができる、新しい効率的な電力の使用法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 & Moi」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

最後に、再生可能エネルギーの開発、Linky（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。）スマート・メーター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。

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接続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を背景として、EDFグループは、企業責任の観点から、自身の持続可能な発展という目標について検討している。

() 低炭素発電：原子力および再生可能エネルギー

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、同時に既存の原子力発電所および新規の原子力発電所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の原子力発電所により、フランスはより安価な電力費用を保ちつつ、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。

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準を統一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発電所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、かかる発電所の運転期間を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）（ ）（口）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。フェッセンハイム発電所の閉鎖プロジェクトは、中央企業委員会による協議手続を経ており、当該プロジェクトは、2017年1月10日に開催された会議において全会一致で反対された。EDFの取締役会は、2017年1月24日の会合において、補償協定の条件を承認し、会長兼最高経営責任者が随時EDFを代理として補償協定に署名する権限を付与した。取締役会はまた、フェッセンハイムの運転許可の取消要請の提出について、さらなる審議を行うことを決議した（「第2 3（2）（ ）（ヘ）原子力発電所の廃炉 - フェッセンハイム発電所の閉鎖プロジェクト」を参照。）。

- ・英国の原子力発電所すべての耐用年数を、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、新規の原子力発電所建設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。新規の原子力発電所建設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プロジェクト。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。
- ・将来的にAREVAと共同で行われる、新型モデルのEPRプロジェクトに係る原子炉の設置
- ・AREVAとの戦略的パートナーシップおよび産業パートナーシップ。これには、EDFがAREVAの原子力ボイラーおよび燃料集合体の設計および供給業務を行う新会社の独占的支配権を取得すること、EDFが80%を所有し新規原子炉プロジェクトのためのニュークリア・アイランドの設計および建設を担う会社を設立することが含まれる。

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、基本的に陸上風力発電、太陽光発電、水力発電および洋上風力発電となる。フランス国外におけるかかる資産の展開は、当グループの海外戦略に従って行われる。かかる点につき、EDF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、ブラジル、チリ、インドおよび中国において、2016年を通じて再生可能エネルギー産業の統合を強化した（「第2 3（2）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

低炭素発電を優先するため、EDFは、フランス政府が支持する欧州の割当てに係る価格の違いについての方針などの二酸化炭素の価格上昇措置の必要性を支持する。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。

（ ） 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、欧州外の成長が期待される対象国数が国へも進出しており、専門的知識およびサービスの競争性を強化している。

低炭素発電プロジェクト、ならびにエネルギーおよびエンジニアリング・サービスへの投資は、かかる国々における当グループの発展戦略において中心的なものである。

ラオスのダムの確固たる成功を再現するため、いくつかの特定のプロジェクトを通じて、水力発電に関する積極的なアプローチも採用されている。

ガス発電規制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。当グループは、当該プロジェクトの進展に貢献し得るあらゆる分野の専門的知識を用いる。これには、再生可能エネルギー、エネルギー・サービス、新規の原子力発電所建設だけではなく、欧州および世界中におけるその他の工学技術に関する能力（電力網、火力、水力発電等）、取引能力およびガス供給能力も含まれる。

（ ） 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。

さらに、特に実験（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）および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。（進行中の）「新規ビジネス」を担当する部門の創設は、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る。

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。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、当該分野においてより活発であり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。

（ ）持続可能な開発

CAP2030戦略的プロジェクトの一環として、国連の新しい持続可能な開発目標（2015年から2030年）と呼応する形で、EDFは企業責任に係る自身の目標について検討した。かかる検討により、6つの企業責任目標を通じた強固なコミットメントが実現し、当グループはこれについて年次報告を行う。かかる年次報告は、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機能および子会社のロードマップを示す。

- ・当グループの二酸化炭素の排出量を大幅に削減し、COP21が規定する2030年の軌跡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相手国と比べて既に非常に高い水準に達している。
- ・企業グループの安全衛生、ジェンダー平等および行内の社会的発達などの人材開発に係る成功事例の導入
- ・すべての社会的弱者に対して、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解決策を提供すること
- ・各顧客が利用方法を管理しやすくなるよう、デジタル・エネルギー効率ソリューションを通じた革新を行うこと
- ・透明性があり、各新規プロジェクトの関連当事者すべてを対象とする世界規模の対話および協議のイニシアティブを制度的に組織化すること
- ・当グループの業務が与える影響を把握し、減少させ、長期的には生物多様性へ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

（ ）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。

- ・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
- ・海外プロジェクトに対する投資の厳選
- ・顧客関係におけるサービスおよび模範の幅の拡張
- ・当グループの作業方法および集团的コミットメントの変革
- ・費用管理

これを受けて、当グループは2016年4月22日に以下を含むパフォーマンス計画の開始を公表した。

- ・2018年に10.5十億ユーロに達するための純投資の最適化（Linky、新たな開発および資産の売却を除く。）
- ・2015年から2018年にかけての0.7十億ユーロ、2015年から2019年にかけての1十億ユーロの営業費用の削減（一定の連結範囲、為替および年金割引率の予想に基づく。サービスの事業の営業費用の変動を除く。）
- ・2015年から2020年における少なくとも10十億ユーロの資産売却計画

「第37（11）見通し」を参照のこと。

2016年7月26日、EDFの取締役会は、株式資本の強化のため4十億ユーロの増資の方針に合意した。当グループの株主持分の85%を所有しているフランス政府は、かかる増資について3十億ユーロを引き受けることを公表した。

2015年1月1日以降に合意または最終化された資産の売却は約6.7十億ユーロとなり、2017年2月末現在において売却計画は大きく進んだ。主要な売却資産は、以下のとおりである。

- ・2016年9月29日、CGNは、英国における新規の原子力発電所建設のため、EDFとのパートナーシップ契約を締結した。かかる契約は、EDFによるヒンクリー・ポイント（HPCの33.5%）、サイズウェル（SZCの20%）およびブラッドウェル（BRBの66.5%）を皮切りとした、CGNによる英国における新規の原子力プロジェクト発展を担当する企業の株式取得によって実現した。
- ・2016年10月26日、EDFは、公開競争手続を経て、IFM Investorsとの間で、当グループのポーランドにおけるコジェネレーション事業（温熱および電力）の買戻しに関する正式な提案について、独占交渉に入ったことを発表した。リブニクの石炭火力

による熱電発電所（発電容量は1.8GW）は、別の売却プロセスに入っており、これに関してEDFグループはEPHとの独占交渉を行っている。これら2件の取引を完了するためには、事前にEDF Polskaを、一方はコジェネレーション資産を保有し、もう一方はリブニクを保有する2つの独立した事業体に分割する必要があった。しかし、2016年12月12日、ポーランド政府は、EDFグループに対して、かかる分割を認可しない旨の決定を通知した。EDFは、現在、この拒否の背景にある理由を調査しており、今後の対応に係るすべての権利を保持している。2017年1月27日、ならびにPGE、Enea、EnergaおよびPGNiGからなるポーランドの公共事業団体との間で、覚書が締結された。かかる覚書の目的は、EDF Polskaの売却に関する協議の枠組みを定めることにある。

- ・2016年12月5日、EDF International SAS（EDFI）は、国有公共企業であり、ハンガリーの完全所有会社である「Elszolgáltató Zrt.」（ENKSZ）と、ハンガリーの子会社であるEDF DÉMÁSZ Zrt.の株式資本すべてを売却する旨の最終的な契約を締結した。取引は、ハンガリーの独占禁止法取締当局による清算、ハンガリーのエネルギー部門規制当局による承認およびフランス経済財務省からの承諾を受けて2017年1月31日に実施された。
- ・2016年12月14日、EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesは、フランス預金供託公庫およびCNP AssurancesによるRéseau de Transport d'Électricité（RTE）の株式資本の49.9%の取得ならびにRTEの発展促進に向けた長期的なパートナーシップに係る諸条件に関して、法的拘束力のある契約を締結した。最終合意額は、RTEの株式資本の100%に対して8.2十億ユーロに設定され、約100百万ユーロの追加的な価格補正が行われる可能性がある。
- ・2016年12月21日、JERA TradingおよびEDF Tradingは、JERA TradingによるEDF Tradingの石炭および輸送事業の取得に係る法的拘束力ある契約を締結したことを公表した。EDF Tradingは、JERA Tradingの株式の33%を保有している。かかる売却は、2017年4月4日に完了した。
- ・2016年12月23日、Tikehau Investment Managementは、EDFグループの不動産投資会社であるSOFIL0から、約130のオフィス用不動産および事業資産からなるポートフォリオを取得した。当該ポートフォリオは、イル・ド・フランスおよびフランスのその他の国内地域の資産から構成されており、かかる資産の床面積は約300,000平方メートルとなる。かかる取引は、オペレーティング・リース契約を伴う資産売却計画の一環として行われた。

投資方針

（ ） 2016年における投資

当グループは、2015年においては14.8十億ユーロであったのに対し、2016年においては総額14.4十億ユーロとなった総合営業投資プログラムを継続した。一部の投資は成長投資であり、将来においてのみキャッシュ・フローを生み出すことができると認識されている。

総合営業投資額は、主に新規の原子力発電所建設、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービスに対する投資を構成する。2016年は4.9十億ユーロであり、これには再生可能エネルギー（水力発電を含む。）に係る1.8十億ユーロおよび新規の原子力発電所建設に係る2.1十億ユーロが含まれる。

純投資額は、2015年においては12.7十億ユーロであったのに対し、2016年においては総額11.7十億ユーロとなり、その内訳は規制業務（31%）および非規制業務（69%）であった。純投資は、新たな開発（Enedis（エネルギー法において定義される、EDFの完全独立子会社）主導による0.3十億ユーロ相当のLinky、および0.7十億ユーロの英国における新規の原子力発電所を含む。）およびヒンクリー・ポイントCプロジェクトの33%のCGNへの売却を含む1.1十億ユーロ相当の資産売却を含む。新たな開発に係る純売却は、2016年における-0.2十億ユーロを示しており、2015年における売却純額は0.3十億ユーロであった。

非規制分野においては、新規容量（特に再生可能エネルギーおよび新規の原子力発電所建設）の開発に係る純投資額は2.3十億ユーロとなった。維持管理に係る投資額は総額5.7十億ユーロとなり、フランスにおける原子力発電所の維持管理に係る3.8十億ユーロが含まれる。

フランスにおける純投資額（9.4十億ユーロ、うち5.8十億ユーロは非規制事業および3.6十億ユーロは規制事業）は+2.1%増加し、これには過去数年間にわたり当グループが計画してきた既存の産業用施設への投資が反映されている。当グループは、海外投資（1.7十億ユーロ）に向けて引き続き注力しており、特に英国のEDF Energyの子会社を通じては0.6十億ユーロ近く、イタリアの子会社であるEdisonを通じては0.5十億ユーロを投じ、その他事業ライン（特にEDF Énergies Nouvelles、ガス事業およびDalkia）にも0.6十億ユーロが投資され、その投資対象の多くがフランスに所在していた。

（ ） 投資プログラム

中期的には、当グループは以下を目標とする。

- ・それぞれ投資額が10.5十億ユーロ（中間利息を除いた2015年のフラマンビル3プロジェクトの費用（ユーロ））および4.5十億ユーロ相当であるフランスのフラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）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) () (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) () (二) 今後の課題」を参照。) など主要な産業プロジェクトの完了

- ・額面価額18十億英ポンド (名目費用および現在原価は、支出時点の価額で表示される費用である。これらには毎年のインフレーション費用が含まれ、中間利息は含まれない。) 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) () (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) () (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

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)) は、当グループの統治機関に承認された。再生可能エネルギーに対する投資に関して、公表された指針は、当グループの管理機関に対して提示されたものと一致する。当グループが実施した、特に当該プロジェクトに関連する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は、2016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。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。

2020年、当グループは、純資本支出総額の50%超を規制資産、Linky、英国における新規の原子力発電所建設および再生可能エネルギー事業に費やす予定である。

さらに、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、新型モデルのEPRプロジェクト、英国の新規の原子力発電所建設プロジェクト、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。

(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、送電 (RTE (EDFの、エネルギー法により定義される完全に独立した子会社) が運営する事業で、持分法によってその持分は連結される。)、配電 (Enedisが運営)、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、2016年12月31日現在、世界全体で132.3GWe (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583.9TWh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37.1百万件の顧客口座 (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26.2百万件がフランス国内) に電気、ガスおよび関連サービスの提供を行っている。

発電は、電力およびガスの販売 (「第2 3 (2) 販売および供給事業」を参照。) ならびに上流部門/下流部門の最適化 (「第2 3 (2) 最適化取引業務」を参照。) と同じように競争に晒されている非規制業務である。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证するため、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) および下流部門 (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、送電および配電 (それぞれ、特にRTEおよびEnedisを通じて行われ、いずれもエネルギー法の目的上、完全に独立した子会社である。) 等の規制分野においても、事業を行っている (「第2 3 (2) フランスの規制業務」を参照。)

フランス国内の発電事業

2015年以降、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規の原子力発電所建設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） EDFグループの国際事業」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である。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、95%を超える二酸化炭素排出のない発電所。
- ・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

2016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）（ ）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。

2016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431.7TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて438.3TWhであった。

2016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容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31年である。
- ・稼働中の26基の火力発電ユニットがあり、その平均運転年数は約25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）72年である（「第2 3（2）（ ）（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）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）の風力発電設備およびフランスにおけるTiruグループ（「第2 3（2）（ ）（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%）、FHYM（98.82%）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、2016年において合計で設備容量が約140MWであった。

（ ） 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、2016年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の90.0%であった。

（イ） 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35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28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16年、電力容量が約1,500MWの4基からなる最新型のN 4 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、2016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31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。

2016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 10年点検 終了年	回目の 10年点検	ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	回目の 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 ⁽¹⁾	1985	2005	VD3
グラブリンヌ1	1980	2011	VD4	パリュエル3	1986	2007	VD3
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	2007	VD3
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	1984	2007	VD3	シボー1	2002	2011	VD2
グラブリンヌ5 ⁽²⁾	1985	2006	VD3	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) グラブリンヌのユニット5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）（ ）（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關与する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
- ・ 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關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、発電所のプールに關連する第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關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關係する。

- ・ ショーB 1 - B 2（最新型N4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）（ ）（二）核燃料サイクルおよび關連する問題」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關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。2016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N4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關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、原子炉压力容器の検査作業。
- ・ 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、その後10年間の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

2016年の原子力発電所による発電量は384.0TWhであって、2015年の発電量から32.8TWh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。

2016年において、Kp係数は2015年（75.4%）から減少して69.2%となった。これは、Kdが2015年（80.8%）から減少して79.6%であったこと、またKuも87.0%（2015年より6.3ポイント減少）であったことの結果である。

2016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ボイラー・ユニット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さらなる制御の実施。これらの制御はとりわけ、AREVAに代わってJCFC（日本鋳鍛鋼株式会社）により数年前に製造されたボイラー・ユニットの主要なポイントにおける炭素濃度を測定することから構成され、その結果、複数の原子炉における稼働停止の延長または追加プログラムへとつながった。実施された分析および制御により、影響を受けた原子炉の大半を再稼働させるための原子力安全当局からの承認を2016年後半に得ることができ、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のクルーズ・フォルジュ工場における、（いわゆる「閉鎖」および「非閉鎖」記録の問題に関する）鍛造部品のいくつかの製造記録における品質上の瑕疵の発見。EDFは、稼働中の原子炉に影響を与えたすべての異常を分類し、影響を受けた原子炉の安全性には影響がないという結論を出した。AREVAはフェッセンハイム2に関してASNに提出を行い、影響を受けたボイラー・ユニットにおける一連の追加の検査を9月に開始した。その結果は、ボイラー・ユニットの整合性およびその安全稼働の能力の確認のために、AREVAからASNに2017年1月6日に送付された。本件はASNにより現在調査中である。これらの記録のうち1つが、3回目の10年点検のために停止されたグラブリンヌ5の新たなボイラー・ユニットの製造中における瑕疵をも明らに出した。AREVAは本件について現在調査中である。
- ・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ボイラー・ユニットの原子炉が、その3回目の10年点検中の交換時に倒壊したこと。かかる事故による従業員への影響はなかった。施設の制御後、かかる設備の撤去は2017年1月に完了し、ボイラー・ユニットはその格納先の建屋に安全に移動された。現在、包括的な技術点検が進行中である。
- ・ビュジョイ5の計画的な供給停止の一環で、その原子炉の壁に関して実施された試験結果の検査（これに関して、2016年4月初旬にEDFはASNに対し修理の記録を提供した。）。2016年後半、当該事項はASNおよびIRSNにより調査され、当該原子炉はまだ再稼働されていない。

さらに、2009年以降、予定外の供給停止の割合が半減し（予定外の供給停止は、その定義から、ル・クルーズの問題を受けて実施された供給停止等の規制上の理由による供給停止を除く。）、特に主要部品の修復および交換に関して2007年に実施された積極的な維持管理戦略により、予定外の供給停止（2015年の2.5%に対して2016年には2.0%）に関するパフォーマンスは、非常に満足のいく水準で維持された。

最後に、フランスにおいては電力の季節的な需要が強いことおよび再生可能エネルギーの開発状況を鑑み、課題は変化してきた。今日、EDFの目標は、年間で重要な時期である冬季に90%を上回る原子力発電所が持続的に利用可能であることを含めて、冬季において最大の発電容量を有することである。

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に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装し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せば耐用年数を延長す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）」と呼ばれる。）について原則的に承認し、この投資プログラムには、現在稼働中の58基の原子炉に対する2014年から2025年までの期間における合計最大55十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で60十億ユーロ）の投資が含まれる（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 - 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（2011年）が2014年 - 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。）。

2015年および2016年に実施された最適化の作業により、既に本プログラムの2014年 - 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、採用された技術的な解決策の最適化の不断の努力および部品交換戦略ならびに産業基盤能力の統合および2018年12月31日のフェッセンハイム発電所の閉鎖日の前倒しの考慮による、そのよりの確かな展開を通じて得られた。かかる削減は、当初予測と比較して10十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で12十億ユーロ）に達し、そのうちユーロ時価で7十億ユーロは10年点検および福島事故からのフィードバックの取り込みに関するもの、ユーロ時価で3十億ユーロは蒸気発生器および大型部品の交換に関するもの、また、ユーロ時価で2十億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、本プログラムの金額は通常の維持管理への投資およびプロジェクト（900MW系列のボイラー・ユニットの4回目の10年点検および1,300MW系列のボイラー・ユニットの3回目の10年点検における交換）に関連する投資の両方をカバーしている。これは、2025年まで平均で年間約4十億ユーロの費用となるはずであり、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への投資額は合計3.6十億ユーロとなり、その値は、2016年には3.8十億ユーロに達した。

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のセクションに分けられている本プログラムの範囲ならびに財務軌道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軌道においてプロジェクト・マネージャーにより支援される、当該事業体の取締役が担当している。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する。取締役会は、予め定められていた金額を上回る契約または合意の承認を行う。取締役会は、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、フランスの原子力安全当局（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、徐々に実施される予定である（「第23（2）（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。2016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48基のユニットのうち、43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。174個のうち103個の主要な変圧器のボール（すなわち約59%）が修復された。
- ・1990年から2016年末までの間に、900MW系列の27基のユニットにおいて蒸気発生器が交換された。

経常的な維持管理の組織的な面について、EDFは、予定外の供給停止の発生を減少させるために、信頼性を高め、材料の正常性報告書を作成することを目指したAP913手続（機器の故障の重大性に基づき機器を分類することからなるINPO（原子力発電運転協会）の標準的方法。かかる手続は、各機器について重大性に応じた保守管理戦略を展開することに役立つ。）を継続して展開している。

発電および予定された供給停止の運用管理の強化はまた、各供給停止について、供給停止ユニットの継続的な管理を行う運用センターの体系的な導入を通じて、また新しい情報システムの展開により継続して行われている。最終的な目標は、供給停止における極めて重要な活動を継続的に管理し、技術上の警告に素早く反応することによって、供給停止の平均延長期間を短縮することである。予定された供給停止の平均期間は、2013年および2014年の間において半減し、予測不可能な事象により大幅に中断された供給停止が顕著な状況の中、2015年および2016年の間においてわずかな後退が認められたが、それ以降概ね安定している。

供給停止の管理が改善されたことに加えて、EDFは、維持管理業務の準備および遂行の質を改善するため、また、再稼働業務の管理を強化するために、供給停止期間中における経常的な維持管理の量の最適化を追求する。原子力発電所は現在、また今後数年間においても、重要な維持管理の期間にあり、長期間の供給停止につながるいくつかの修復プロジェクトが進行中である。この試みは、活動プログラムおよびかかるプログラムが供給停止期間に及ぼす影響を産業的に管理するものである。

「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画は、1,300MW系列のユニットの第3回および第4回10年点検、900MW系列のユニットの第4回10年点検ならびにN4系列のユニットの第2回および第3回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）（ ）（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）（ ）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題」および「第2 3（2）（ ）（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、継続的に原料および装置を開発し、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および外的な数多くの制御を受ける。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によって実施される。

国レベルでは、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規制点検（2016年にはEDFのすべての原子力施設において473件の点検）
- ・操業中の原子力発電所による安全基準の遵守を強化し、フィードバックおよび新しい知識に基づきかかる基準を再評価するための定期的（10年）な見直しプロセス。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）（ ）（イ）EDFの原子力発電所」を参照。）。定期的な安全性再検査は、発電所の耐用年数を延長する重要なステップである（「第２ ３（２）（ ）（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）（ ）（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。

EDFはまた、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、原子力発電所の総合的な安全性に係る見解を示す年次監査を行い、当社の経営陣に改善策を提案している。

特に、人為的動作を改善するためのEDFの尽力により、ここ数年にわたって自動的操業停止の年間平均数が減少した。この数値は、2016年に原子力発電所全体で合計28回となった。

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。2016年には、３回の全国レベルの実習が開催された。

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ピ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察監査）および外部統制（WANO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、「不一致」または「レベル０」と分類される。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。

2016年の実績

2015年と同様、2016年においても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ず、3年連続でEDFグループでは、INESの2またはそれ以上に分類される重大安全性事象（ESS）は発生しなかった。

2014年および2015年に得られた実績と比較して、2016年の実績は改善し、分類されない事象（レベル0）の平均数は、2015年における8.88件に対して、原子炉1基当たり8.75件のESS（すなわち508件）と依然として比較的安定しており、レベル1の事象の平均数は原子炉1基当たり0.94件（すなわち55件）（前年では1.16件）へと減少した。

自動的操業停止回数は、原子炉1基当たり0.48回（2015年は0.66回）であった。

2016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。2016年、平均集団線量は、2015年と比較して業務計画が増えたことに関連して、1原子炉につき0.77人・シーベルト（2016年の年間集団線量は44.2人・シーベルト）である。2016年の集団線量測定結果は、2015年の値（41.2人・シーベルト）に対して増加した。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、2016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1,070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た燃料）および20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年とどまる。
- ・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の貯蔵、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_3O_8 ）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グループは、この点において重要な供給業者である（「第34（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の大部分は、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2016年に、AREVA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上昇による影響は制限され、軽減される一方で、起こり得る価格の下落からは利益が享受できる。

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WNA（世界原子力協会）内の原子力分野の会議に集う事業者とともに、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の実施を促進している。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、それを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グループのComurhexの工場、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2月、EDFは、その長期的な需要の保障を拡大するために、AREVA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

濃縮サービスの供給に関して、EDFのニーズは、その大部分がUrenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）およびTenex（ロシア）といった濃縮業者から、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。

2016年2月、EDFは、長期的な供給の確保に役立つ契約をAREVAと締結した。

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の全部または一部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、2020年までに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、プルトニウムをこの処理においてMOX燃料の形態に分離してリサイクルを行う戦略を現在行っている。処理される量は、MOX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。

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、その後はラアーグにあるAREVAの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの水中に一時的に貯蔵される。長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 UO_2 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 UO_2 燃料の処理が行われる。廃棄物はその後調整され、ラアー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は、2016年 - 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、ラアー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、ラアー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年間におよぶ研究、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。

かかる計画が承認された場合、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透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。将来の施設のための設計に関する研究は、2018年までに施設の建設承認の申請を提示する目的で、現在ANDRAと協力して行われている。ANDRAのスケジュールによると、建設承認は2021年に得られる予定であり、最初の廃棄物は2030年に予定されている。

敷地の土地所有権に関する観点から、2017年2月28日付の決定に従って、ナンシーの行政裁判所は、手続上の不備を理由に、ANDRAおよびマンドル・アン・パロワ市の間で締結された換地契約を承認する審議を取り消した。しかし、かかる裁判所

は、かかる市が今後4か月以内に換地契約書の条件を承認する新たな審議を採択すれば、かかる手続上の不備は治癒されるとの裁定を下した。

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、旧NUGG原子炉の廃炉により生じる（「第2 3（2）（ ）（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、原子力施設およびそれらのがれき（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）から生じる。これは、ANDRAが管理するスーレヌ貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センター（オーブ県）の表層部分において貯蔵される。その放射能は自然放射能と非常に近いものである。

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。

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（2016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年上半年、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原子力安全当局（ASN）による決定に影響を与えることなく、2016年1月1日に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（または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）（ ）（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、最善の国際的な慣行（安全基準）を考慮して、10年ごとの施設の安全点検を定めている。

900MW系列の第3回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）（ ）（口）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。

ユニットの耐用年数を40年超まで延長するために実施する安全性向上策に関連して、ASNは、2015年4月に開催された恒久的戦略決定グループの会合を受けて、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グループが提出した、かかる系列の原子炉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がそのプログラムにおいて選択したトピックが安全面の問題に対処しており、コメントを要しないと判断している。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。

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）（ ）（口）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。

2016年上半年期において、フランスにおける原子力発電所の耐用年数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ことから、EDFの取締役会は、900MWシリーズのPWRの発電所（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を2016年1月1日に40年から50年に延長することを、2016年6月30日現在の連結財務書類に組み込み、これは、各10年点検後に原子力安全当局（ASN）からそれぞれのユニットに対して個別に付与される継続的な稼働許可に影響を与えることなく2016年7月28日に取締役会により合意された。

かかる耐用年数の変更は、フランスにおける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会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。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、2016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。その他の系列の将来的な延長は、当グループのエネルギー政策の方向性に沿って取り組み、依然として当グループの産業上の目標の1つである。

2016年末、900MWのユニットに関して34基のうち29基がその3回目の10年点検に合格し、900MWのユニット1つがその3回目の10年点検に備えて操業が停止された。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との情報交換の過程を完了した（ASNの見解および技術面での規則が受領された。）。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。

（ヘ） 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）（ ）（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、廃炉を許可する単一の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。
- ・ 運営に関わる従業員からは独立し、ASNにより監査されている事業者のための内部承認手続であり、承認された安全基準システムの範囲内での作業開始を許可したもの。
- ・ 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基ならびにピュジョイ、サンローランおよびシノンにおけるグラファ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。新たな廃炉スケジュールは、2016年3月にASNの原子力安全規制委員会に提示された。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。

責任ある所有者として、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ピュジョイの敷地においてほぼ完了している。同施設の産業的な操業開始は、2017年末に開始される試験段階を経て、2018年半ばに予定されている。
- ・ 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）（ ）（二）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プロセスは、特に2016年半ばのショーAの原子炉容器の開放において、依然として継続している。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（同契約に従い、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、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）EDF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。

この新たな戦略に関する情報共有のために、2016年初め以降、ASNの原子力安全規制委員会の会合が数回開催された。これらの聴き取りの結果、2016年7月29日付の補完書面が発行され、かかる書面においてEDFは2017年に以下の事項を履行することを要求されている。

- ・主要な選択（「空気中方式」による解体、先進的なモデル等）、規制計画案、できる限り速やかに廃炉を行う原則の遵守に関する根拠資料の提出（2017年3月）
- ・新たなNUGGプログラムに関するリスクの分析を目的とした外部専門家による審査の開始（2017年3月）
- ・原子炉容器（安全構造体を含む。）に関する戦略資料および安全性オプション資料の提供（2017年12月）

留意点として、第1世代の発電所廃炉の産業シナリオの更新（特に上記のNUGG原子炉に関するもの）により、2015年12月31日時点において廃炉引当金が590百万ユーロ増加した。また、NUGG原子炉の廃炉計画の変更の影響により、廃棄物長期管理引当金が332百万ユーロ減少した（2015年12月31日現在の連結財務書類の注記29.1を参照。）。このため、2015年度の税引前収益に対する上記の影響は、258百万ユーロの純費用となった（2015年12月31日現在の連結財務書類の注記14を参照。）。

フェッセンハイム発電所の閉鎖プロジェクト

フランスの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た。

EDFの取締役会は、2017年1月24日の会合において、フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖に伴い当社が被った損害について、補償の条件を決定するため当社およびフランス政府との間で交渉が行われている協定の条件を審議した。

取締役会において、企業委員会（CWC）が2017年1月10日に全会一致で提出した否定的意見についての報告がなされた。

取締役会は当該協定の条件を承認し、最高経営責任者に対し、必要に応じてEDFを代理して正当に署名する権限を付与した。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の逸失利益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（EnBWおよびCNP）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、かかる逸失利益の補償を受け取る権利を有する。

また、フェッセンハイム発電所の閉鎖には、同発電所の運転許可の取消命令が必要となる。この命令は当社の要請により発行され、当該法律の適用により、2018年末に予定されているフラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）の稼働開始と同時に効力を発生する。

取締役会は、EDFの企業利益のためおよび63.2GWの法定の上限を遵守するために、フラマンビル3のEPRの建設継続に必要な認可の効力発生、現在閉鎖されているパリュエル2の運転継続および当該協定が政府補助金に関する事項を遵守していることの欧州委員会による確認を条件として、かかる取消要請を提出した。

取締役会は、かかる取消要請の提出に伴い、これらの条件の充足を確認するために新たな決議を行うことを決議した。

2017年2月4日付官報で発表された命令により、パリュエル2の操業停止期間は2年間延長された。

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（「第6-1（1）連結財務諸表」の2016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。）。目標とされる最終状態は、産業利用相当（すなわち、施設が廃炉され、用地が産業利用可能となる。）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年においては、加圧水型原子炉（PWR）の廃炉費用に関してDGEC（フランス気象エネルギー総局 - *Direction Générale de l'Energie et du Climat*）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（GEN1（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（GEN2（稼働中のPWR発電所））の廃炉に関する見積費用の修正が主要な局面となった。

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、2016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）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（「第6-1（1）連結財務諸表」の2016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引当金が規定され、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（「第6-1（1）連結財務諸表」の2016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。）。

（ ） 新たな原子力プロジェクト

（イ） 組織

2015年には、EDFグループのCAP2030戦略の一環として、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（DIPNN）が創設されたことが主要な局面となった。その後の2016年、DIPNNは「原子力エネルギーの将来に向けてともに競争力を高める」という戦略計画に取り組んだ。このプロジェクトは、以下の3つの分野における変革に焦点を当てている。

- ・幅広い企業部門を先導することのできる建設アセンブラ
- ・当グループの事業およびプロジェクトの管理
- ・フランスの原子力発電所の更新に向けた準備の促進を目的とした、当グループのフランス・英国間プロジェクトを基盤とする海外展開

このプロジェクトは、DIPNNの従業員全員とともに、専門のセミナー、現地チームによる作業および集合知デバイスを通じて共同立案された。

（ロ） フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況

「建設アセンブラ」のエンジニアリング

フラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトを完了させるために、EDFは、自ら建設アセンブラの任務を遂行している。これは、発電資産の開発、修復および廃炉においてEDFが取った立場に見合った任務であり、その内部のエンジニアリング能力に基づいたものである。この任務によって、発電所の設計および操業、開発プロジェクトの組織、建設スケジュールおよび建設費用、ASNとの関係、ならびに操業上の経験によるフィードバックの直接的統合に関して直接的な統制を維持することが可能である。

2015年に決定されたとおり、新たなプロジェクトの管理組織が、2016年初めより運用されている。

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。2016年末までに、かかる稼働許可申請書の90%について審査が行われた。

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。

さらに、EDFは、2015年10月付の書簡への補足として、2016年5月にフランス環境・エネルギー・海洋担当省に対し、2007年4月10日付建設許可命令に定められたフラマンビル3の稼働開始期限（当初の有効期限は2007年から10年間）（下記、「稼働予定および予算」も参照。）を、2020年4月まで延長するよう求める申請書の補足資料を送付した。この資料は、ASNの支援により同省から指示されたものであり、改正命令案は最終決定段階にある。

機器製造

2016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。さらに、AREVAにより製造された一次回路設備の品質状態は以下のとおりである。

- ・容器の上端部および下端部における炭素レベルが想定を上回ったため、EDFは、懸念される設備が完全に安全稼働することを確保するためのプログラムの策定に関して、AREVA NPを支援した。2015年12月、ASNはその内容を承認した。2016年1月に開

始された試験プログラムは、現在完了している。同プログラムは、1,600超の試験および計測に基づくものである。最終報告書は、2016年12月16日にASNに対して提出された。ASNはかかる報告書の審査を開始しているが、かかる審査のほとんどは、2017年度上半期に行われる予定である。

- ・ル・クルーゾ・フォルジュに所在するAREVAの工場の一部の製造記録における異常の発見。2016年、かかる工場の製造記録で異常が発見された。フラマンビル3 EPRの12の部品が、「閉鎖」記録（異常を含んでいることが確実な記録）に関連している。EDFは、分析完了後、かかる発見は部品に要求される安全水準には影響せず、また、AREVAはプロジェクトのスケジュールに影響を及ぼすことなく、ASNに対して十分な証拠を提出することができると考えている。さらに、AREVA NPは、ル・クルーゾ・フォルジュ工場で製造されたフラマンビル3の部品の製造記録（いわゆる「非閉鎖」記録）の100%につき徹底した検査を行うよう要請された。これらの全面管理は、2017年1月末に完了し、25の部品に係る記録において、技術的裏付けおよび文書による裏付けを提供する追加措置の必要性が示された。ただし、EDFは、要求される安全水準にはいかなる影響もないと考えている。また、ボイラー・ユニットのフェルール製造に用いられる鑄造インゴットにおいて、位置ずれが発見された。かかる部品の稼働が適切であることを実証するための証明プログラムの原則が決定された。このプログラムは、ASNによる検証後、合計数か月の期間にわたり実施される予定である（全体のプロジェクトのスケジュールには影響しない。）。2017年2月6日、ル・クルーゾ工場におけるフラマンビル3の製造記録の包括的審査に関する概略分析がASNに送付され、上記のすべての点に係る調査の開始が許可された。

現場作業の進捗

最初の節目である一次冷却システムの組立てが、2015年9月に発表されたスケジュール通り、2016年3月15日に完了した。さらに、2016年には、以下の主要な実績が達成された。

- ・主要な土木工事の完了
- ・作業速度が2015年から約30%と大幅に向上したことにより、2016年度上半期中の電子機器の組立ての進捗率が80%を上回った。EDFおよびその産業パートナーが、原子力圧力機器に係る規制に基づく大規模な配管の最終加工および圧力試験の実施の習得段階にあることから、作業速度をさらに上げるために専門組織の設置が必要になった。当該組織は2016年末に始動し、2017年度第1四半期中にその取組みを強化する予定である。
- ・タービンおよび交流発電機の初回の稼働の成功
- ・原子炉を操業するEDFチームへの制御室の受渡し
- ・発電所システムの基礎試験の開始（2016年12月31日現在の進捗率は9%）

フラマンビル3の敷地での建設作業は引き続き全力で進められており、現場では約4,400人が従事している。現在は、2017年度第1四半期末に一連のシステム性能試験を開始するために、一方では機器の組立ての継続および完了、また他方では基礎システム試験の集中度を向上させることに重点が置かれている。

現在、EDFは、このシステム性能試験を最適化するために、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を展開し、特に試験結果の共有および現地への試験業者の派遣を通じて、世界各地で建設中の他のEPRプロジェクトとの連携を強化している。

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が確認された。このスケジュールには、以下の2つの主要事項が含まれている。

- ・2017年度第1四半期末に、電気機械の設置の完了と同時進行で、システム性能試験を開始すること。
- ・2018年度第4四半期末に燃料充填を行い、原子炉を起動すること。

EDFは、大規模な配管の最終加工の実施の習得段階にあること、および未着手の作業が「先進的」なものであることから、原子炉の起動が数週間遅延する可能性を認識しているが、現段階において、かかる遅延は2018年度第4四半期末という期限目標の達成を妨げない見込みである。「第3 4(1) 当グループの原子力事業に関する特定リスク - EPRの建設は、実施スケジュールもしくは予算限度を守れない可能性または完成に至らない可能性がある。」も参照。

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。

このタイムテーブルによれば、かかるプロジェクトに係る費用は、2015年9月における見積り通り、約10.5十億ユーロ（ユーロ（2015年）（中間利息を除く。）。）となる見込みである。

(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

2015年10月21日、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation (CGN) は、サマセットで計画中のヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設および操業プロジェクトの継続に関し、法的拘束力のない戦略的投資契約をロンドンで締結した。

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。EDFはHPCの66.5%を保有し、残りの33.5%をCGNが保有する。

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（「第23（2）（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。

2016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、2016年に達成された主要な事項は以下のとおりである。

- ・2016年1月：コールド機能試験の実施。EPR1号機の一次回路の水力テストが成功し、中国の安全当局により認証された。
- ・2016年6月：原子炉建屋の圧力容器の試験の完了。
- ・2016年10月：容器内部の振動に係る最初の一連の試験に向けた、暫定的な計装の実施。
- ・2016年11月：電源切替試験およびホット機能試験の開始。

ユニット2に関しては、2016年8月にタービン発電機が稼働した。

台山のEPRプロジェクトは、2017年においても継続し、システム性能試験の段階に入るために、ホット機能試験、ユニット1の原子炉の燃料充填およびユニット2の組立てを完了する予定である。

タイムテーブルの検討を受けて、原子炉1号機は2017年度下半期に、原子炉2号機は2018年度上半期に商業運転を予定している。

詳細については「第34（1）当グループの原子力事業に関する特定リスク - EPRの建設は、実施スケジュールもしくは予算限度を守れない可能性または完成に至らない可能性がある。」を参照。

（c） EPRの新型モデル

2015年初めに開始された「EPRの新型モデル」プロジェクト（NM EPR）は、新型のEPR原子炉の基本設計の開発を目的としている。

統合プロジェクトの下でEDFおよびAREVAが行った当該原子炉の設計は、EPRの原子炉に基づいており、第3世代の原子炉の安全目標を満たすものとなる。その安全性は、EPRから得られたあらゆるフィードバックを反映することで強化される。また、かかる新型原子炉は、設計の初期段階から福島での事故の教訓およびそこからもたらされたフランス国内外の新たな安全基準を取り入れた最初の原子炉となる予定である。

根本的に重要であるのは、かかる原子炉の競争力である。競争力の最適化のため、以下の3つの方策が講じられている。

- ・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。

EPRの新型モデルは、フランス国内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ている。

（d） EDFとAREVAとの間における協定および株式譲渡契約

EDFおよびAREVA SAは、両者が検討している提携に関する協議の進捗状況を正式なものとする法的拘束力のない協定を2015年7月30日に締結した。かかる協定は、以下の3項目からなる。

- ・EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得。この点について、EDFは、AREVA NPの過半数の支配権（少なくとも51%）を取得するものとし、AREVAは戦略的提携の一環として最大25%の株式を保有するが、その他の少数のパートナーが参加する可能性がある。
- ・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%保有する専門会社（現行名称Nuclear Island Common Engineering）の設立。かかる会社は、プロジェクトの立上段階において提案を作成する戦略的マーケティングの調整を改善すること、より競争力があり顧客のニーズに対応した提案を開発することならびに日本および中国の主要な事業会社との提携の継続を確保しつつ、原子炉の範囲を調整および拡大させることにより、プロジェクトの準備および管理ならびにフランス産業による輸出提案を改善す

ることを目的としている（「第2 3（2）（ ）（ハ）（e）新規原子炉プロジェクトの設計および管理の最適化を目的とした専門会社の設立準備」も参照。）。

- ・戦略的かつ包括的な産業パートナーシップの締結。かかるパートナーシップには、例えば、新しい原子炉を輸出向けに販売する際の総合的な提案（燃料集合体および資材）の推進、廃炉分野（手段、方法、専門知識等）および使用済燃料の中間貯蔵（共同での輸出提案）における協力、第4世代の原子炉（ボイラーおよび燃料）のさらなる研究ならびに研究開発における協力が含まれている。

2015年度下半期に行われたデュー・デリジェンスを受けて、EDFの取締役会は、2016年1月27日に開催された取締役会において、EDFによるAREVA NPの事業の支配権の取得に関するAREVAとの協議の結果を検討した。

取締役会は、EDFが買収する予定の事業の最終査定額（AREVA NPの株式資本100%に対して2.5十億ユーロ（デットフリー・キャッシュフリーベース））について同意した。かかる金額は、第一に、取引完了日に作成された財務書類によって上下に調整される可能性があり、第二に、手続完了日後に測定され一定の業績目標の達成度に従って調整される可能性がある（最大で350百万ユーロのアーン・アウトが見込まれる。）。

2016年7月28日、同当事者間で新たな法的拘束力のない契約が締結された。かかる契約において、2016年初め以降における進展が考慮され、上記3項目は疑問視されず、また査定額も変更されなかったが、アーン・アウトの見積りが最大325百万ユーロに修正された。

2016年初め以降における進展は以下のとおりである。

- ・オルキルト3（OL3）プロジェクトから生じるリスクからEDFを完全に免責するために予定されていた当初計画に係るTV0との協議が失敗に終わり、この結果として、EDFが独占権を取得予定であり、現在AREVA NPが保有する契約（OL3契約およびEDFが回避したいリスクを伴う他の契約を除く。）を承継する新会社であるNEW NPが設立されるという新たな組織体制が敷かれた。このため、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・クルーゾ工場で鍛造された機器に関する一定の契約（特にその満期日や現在実施されている監査の一環として進行中のこれらの契約に関するリスクの査定に基づく。）は、AREVA SAグループに属するAREVA NPに留保される予定である。
- ・AREVA NPは、現在もAREVA SAの完全子会社であり、NEW NPに譲渡されたものを除く既存の契約を保持している。NEW NPの査定額は、EDFによりAREVA NPのために確認された金額（株式資本100%について2.5十億ユーロ）を維持している。
- ・AREVAおよびEDFの共通の目標は、EDFによるNEW NPの独占権取得完了に先立ち、現在Nuclear Island Common Engineering（NICE）と称する専門会社を設立することである（「第2 3（2）（ ）（ハ）（e）新規原子炉プロジェクトの設計および管理の最適化を目的とした専門会社の設立準備」を参照。）。
- ・ル・クルーゾにおけるAREVAの工場における、炭素の集中（「偏析」）の管理不十分または製造追跡記録の異常から生じた品質の問題。新たな覚書では、これらの異常による影響からのEDFの免責および保護の原則、NEW NPに対して期間が満了した契約が譲渡されないこと、特定の対価および全般的な保証、ならびに（2017年末に予定されている）EDFによるNEW NPの独占権取得完了に係る前提条件（フラマンビル3の一次回路に関する検査の結果に関するASNの結論ならびにル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの各工場においてAREVA NPにより開始された品質監査の結果に基づく。）を規定している。したがって、クルーゾ工場（該当する場合は、サンマルセルおよびジュモンの各工場）において製造された設備の品質監査において発見された異常に関する契約上の義務は、あらゆる場合において、重大と分類される異常の発見に関するリスクからEDFが完全に保護されるように、引き続きAREVA SAによって通常の枠組みに基づき保証される（「第3 4（1） 当グループの原子力事業に関する特定リスク - 当グループは、その原子力事業に関して、限られた数の請負業者に依存している。」を参照。）。

かかる覚書の条項に基づき、EDF SAを一方当事者、AREVA SAおよびAREVA NPを他方当事者として、株式譲渡契約案が作成された。当該契約案について、2016年10月27日にEDFの中央企業委員会から、また2016年11月10日にAREVAの中央企業委員会から、意見が寄せられた。その後、当該契約案は、2016年11月10日にAREVA取締役会により承認され、また2016年11月15日にEDF取締役会により承認された。当該契約は、2016年11月15日に両当事者間で締結された。

2017年度下半期に予定されている当該取引の完了は、引き続き以下の事項に服する。

- ・フラマンビル3の原子炉の一次回路に対して行われた検査の結果に関して、ASNから肯定的な審査評価を得ること
- ・ル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの各工場における品質監査を完了させ、良好な結果を得ること
- ・関連する独占禁止法規制当局から承認を得ること

同時に、AREVAおよびEDFは、EDFとともに、NEW NPの資本持分の取得に関心を表明した戦略的な投資家との協議を開始した。EDFの取得持分は、かかる協議により、EDFの独占的支配権が保持される最低51%の目標取得持分まで下がることとなる。

（e） 新規原子炉プロジェクトの設計および管理の最適化を目的とした専門会社の設立準備

2015年7月30日にEDFとAREVA との間で締結された覚書における3つのセクションのうちの1つにおいて、フランス国内外におけるニュークリア・アイランド・プロジェクト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%保有する専門会社の設立が規定されている（「第23（2）（ ）（ハ）（d）EDFとAREVA との間における協定および株式譲渡契約」を参照。）。

EDFおよびAREVA NPは、新たな建設プロジェクトのニュークリア・アイランドにおけるエンジニアリングの専門知識を共有することにより、フランスの産業全体の競争力および当該部門における重大な専門知識の持続性が高まり、フランスの原子力産業の将来が確約され、また（フランス国内外における）新たなプロジェクトの設計および実現について管理および効率性の改善が確保されると考えている。

したがって、この新体制における新たな原子炉プロジェクトに双方のエンジニアリング・チームが参加することにより、EDFおよびAREVA NPは以下の事項が可能になる。

- ・技術面および契約面のインターフェースならびにEDFおよびAREVA NPのエンジニアリング・チーム間のやり取りの反復の削減による、効率性の改善。
- ・重要なシナジーの創出。
- ・専門知識および技術管理の強化および維持。
- ・プロジェクト間のフィードバックの最適化。

2016年、以下の事項を通じて、この新会社の設立プロジェクトに向けた準備が進展した。

- ・現行の運営形態を大幅に改善するために、かかる共通体制の実施がEDFとAREVA双方にとって産業上必要であることの共有。
- ・今後設立される「NICE」（Nuclear Island Common Engineering）と称される事業体へのEDFおよびAREVAのチームの合流に向けて準備を行うワークグループの設置。
- ・事業内容計画の決定。
- ・今後のNICEの体制における会社形態、ガバナンス手法および運営方法の決定。
- ・EDFおよびAREVAの様々な従業員代表機関に対する当該プロジェクトの反映およびプレゼンテーションの準備を担う、開発チームの創設（EDFおよびAREVA）。

かかる専門会社は、2017年1月19日に開始された従業員代表機関に関する情報共有・協議プロセスが終了し次第、2017年に事業を開始する予定である。

（ ） フランス本土における火力発電

2016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2.8%を占めた。同年において、この発電設備は、合計設備容量9,175MW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。

（イ） EDFの火力発電

2016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 容量 (MW)	2016年12月 31日現在 稼働 ユニット数	合計容量 (MW)	開始年	発電量 (TWh)	
					2016年 12月31日	2015年 12月31日
石炭火力	580	3	1,740	1983年および 1984年	4.1	4.6

	535	1	535	1974年		
燃料油	585	3	1,755	1968年から 1975年まで	0.3	0.1
	685	2	1,370	1976年		
	85	4	340	1980年および 1981年		
	203	1	203	1992年		
燃料油ならびに 二重燃焼タービン (ガスおよび燃料油)	134	1	134	1996年		
	125-129	2	254	1998年および 2007年	0.5	0.1
	185	2	370	2010年		
	179-182	3	542	2008年および 2009年		
コンバインド・ サイクル・ ガス・タービン	427	1	427	2011年		
	465	2	930	2012年および 2013年	7.0	2.0
	575 ⁽¹⁾	1	575	2016年		

(1) 現時点の容量は575MWである。最終的な容量水準の確認のため、General Electricと合同で、容量増加の可能性に関する試験が契約上、2018年夏までに行われる予定である。

(ロ) 火力発電に関する課題

ミッドメリットロード容量需要を満たすための石炭発電所の刷新

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完了したばかりである。

これらの600MW石炭火力発電ユニットは、それぞれ、火力発電設備の中で最も燃費が良いという利点を有する。その能力は、それらの発電の柔軟性とともにより重要な利点である。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年以降の新たな環境規制上の要件を満たすことが可能となった。

燃料油火力発電所の再構成

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日付で永久的に操業停止することを決定した。

またEDFは、2016年に、最後の6基となる燃料油火力発電ユニット（ポルシュヴィルの4基、コルドメの2基）について、2018年を期限として、永久的な操業停止に向けて段階的に操業停止を行っていくことを決定した。

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、ブレノの敷地においてフランスで最初の天然ガスコンバインド・サイクル・タービン発電所（GCCT）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基のコンバインド・サイクル・タービン発電所の操業を開始した。マルティエグの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。マルティエ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。かかる火力発電所の近代化により、EDFは二酸化炭素、二酸化窒素および硫黄酸化物の空気中への排出を削減することができる。

ブシャン（ノール県）の敷地において、EDFはGeneral Electric（GE）と提携して、General Electricの大容量タービン（9HA）を備えた次世代GCCT発電所を建設した。このコンバインド・サイクル・タービン発電所は、容量（30分未満に575MWの発電が達成可能）および発電量（基準型のGCCT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）について革新的な特性を持ち、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を平均約360g/KWh、55%下回るという、良好な環境パフォーマンスを提供する。同発電所は、2016年夏に稼働開始した。同発電所はプロトタイプであるため、2年をかけて検査が行われ、検査が完了したことを条件に、GEからEDFに所有権が引き渡される予定である。

ブシャンのコンバインド・サイクル・タービン発電所は、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。

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）（ ）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、二酸化硫黄、窒素酸化物および煤塵の排出量を2005年から2020年の間に少なくとも65%削減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。）および最終的には天然ガスタービン・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。

- ・2016年のEDFの発電所の二酸化炭素の総排出量は、6.9百万トンとなった（当社の連結範囲内（フランス電力（IESを含み、PEIを除く。））では、2016年の総排出量は、8.2百万トンであった。）。これにより、過去2年間に於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、炭素排出量が改善したことが裏付けられた。
- ・2020年までの間で設定された窒素酸化物および煤塵の排出削減目標が、既に達成された。また、二酸化硫黄排出量を削減するという目標も、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）および火力発電に占めるCCGTの割合が増加したことにより達成された。

（ハ） 発電および技術性能

2016年の火力発電量は、主に同年度下半期における連続運転により、11.9TWhとなった。特に、ガス燃焼タービンの連続運転による実績は、2016年11月および2016年12月において、1か月で2015年通期を上回る発電量の水準だった。

2016年において、石炭ユニットは4.1TWhを供給し、GCCT発電所は7.0TWhを供給し、燃料油火力発電ユニットは278GWhを供給し、燃焼タービンは511GWhを供給した。いくつかのユニット（特にブレノのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所における約6,000時間およびモンローの二元燃料燃焼タービンにおける89時間の連続運転（ガス））において過去最高の運転水準が達成された。

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。

2016年において火力発電所のすべての部品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。ブレノのコンバインド・サイクル・ガス・タービンは、予定外の供給停止の割合が0.1%未満と欧州で最高水準にすらある。堅調な実績を維持しながら、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。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。

マルティーグの敷地は、2015年2月に火災に見舞われ、ユニット6が損害を受け、ユニット5に対して二次的な損害がもたらされたが、2015年6月（ユニット5）および2016年6月（ユニット6）に再稼働した。これらのユニットの再稼働により、実績水準は目標を達成した。

既存発電所の廃炉

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（「第6 1（1）連結財務諸表」の2016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。）。

2016年において、EDFは、操業停止が確実となった発電所において廃炉作業を継続した。特に、2016年7月10日、シャンパーニュ・シュル・オワーズにおける両石炭火力ユニットの制御発破による解体に成功した。

（ ） 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、2015年における総設備容量は1.2TWであった（出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の2016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。国際エネルギー機関（IEA）によれば、2014年から2020年の期間において、新設容量の約20%、再生可能エネルギーによる追加発電量の約26%を水力発電が占めている（出典：国際エネルギー機関 - 世界エネルギー予測2016「新たな方針」シナリオ）。

2016年末現在、全世界の陸上風力発電の総設備容量は合計467GWに達し、このうち160GW超を中国、83GWを米国、約140GWを欧州が占めた。2016年において、世界では55GWの風力発電（中国における約22GWを含む。）が開始された（出典：国際エネルギー機関 - 世界エネルギー予測2016「新たな方針」シナリオ）。

太陽光発電に関しては、2016年末現在、世界の合計設備容量は317.7GWp近くとなり、このうち70GWp近くは2016年に増設された新たな設備容量によるものである（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21.4GWであり、世界各地に239基のダムおよび436か所の発電施設を有している。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、海洋エネルギー等。海外子会社に取り組んでいるプロジェクトを含む。）を監督する。

2016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⁽¹⁾

（単位：MW）	水力	風力	太陽光	バイオマス	海洋エネルギー	合計
アフリカ	-	54	-	-	-	54
米国	-	3,132	112	40	-	3,284
アジア	428	92	60	-	-	580
欧州	22,216	3,207	472	354	240	26,489
設備容量合計	22,644	6,486	644	394	240	30,408
建設中の容量合計	204	941	163	-	-	1,308
純容量合計	22,848	7,427	807	394	240	31,716

(1) 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

2016年、フランス本土におけるEDFの水力発電所の発電量は、合計で42.4TWhとなり、発電量合計の9.8%であった。

(a) EDFの水力発電所

2016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60%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。

発電所の平均運転年数は、72年（算術平均）である。

	2016年12月31日	2015年12月31日
容量が12MW以下の水力発電所		
最大容量 (MW)	990.2	989.3
純揚水発電量 (TWh)	2.5	2.4
揚水作業による消費量 (GWh)	48.5	32.7
揚水発電を含む発電量 (TWh)	2.6	2.4
容量が12MW超の水力発電所		
最大容量 (MW)	18,965.8	18,939.4
純揚水発電量 (TWh)	33.3	29.7
揚水作業による消費量 (TWh)	6.6	6.8
揚水発電を含む発電量 (TWh)	39.9	36.5
最大容量合計 (GW)	20.0	19.9
純揚水発電量合計 (TWh)⁽¹⁾	35.8	32.1
揚水発電を含む発電量合計 (TWh)⁽¹⁾	42.4	38.9

(1) 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	8.8GW	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使用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念事項である（「第3 4（2）（イ）（b）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、2016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、134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に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。）。

2016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）は発生しなかった。「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8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横ばいであり、3,391件が検知された。
- ・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、19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年には12か所となった（2015年は11か所）。
- ・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2016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。2016年末には、2015年と比較して減少し、524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、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超、すなわち水力設備容量の約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。

発電所の技術的性能および2016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。2016年の水力発電による発電量は、不利な水利条件にもかかわらず堅調であった。

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42.4TWh、かかる揚水発電にかかる消費量を差し引いた後では35.8TWhであった。

2016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4.5%であった（2015年は5.2%）。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、2015年は99.25%であったのに対して、2016年においては99.32%であった。EDFの水力発電所の非稼働率の15.8%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4.0%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、グリーン成長に向けた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といった課題に対処しようと努めている。

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23(3)（ ）(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。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日付命令において、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23（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年の改正財政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前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、上記の条文中に違反して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、かかる正式通知に対して回答し、フランス政府およびECによる一連の申立ておよび回答が開始されたが、これは後者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。2016年中、EDFは、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、これにより合意に向けた進展が見られた。かかる情報交換は、ECが当該法的手続きを終了するまで、2017年においても継続する見込みである。

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23（3）（ ）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。EDFは、これらの規定の水力発電事業に対する中期的な影響は管理可能であると考えている（「第23（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。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。

- 2016年10月20日、ライン川沿いのケンプ・ダム近郊に新たな発電所が稼働し、新設容量が8MW、発電容量が28GWh増設された。
- 2016年、マンシー、シャヴァロッシュ、レスカルおよびエギュブランシュの施設において4セットが設置され、2015年に稼働済みの3.3MWに、2.3MWが追加増設された。
- 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ユニットを建設する権限を付与された。2016年に建設が開始されたこのペ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2016年1月29日付政令第2016-65号により2016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・パティ発電所は、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。2016年末に、3基のユニットが設置された。
- ・ 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。
 - プロジェクトの開発のためのパートナーシップの構築
 - ル・バザクル、ノートルダム・ド・ブリアンソン、メスクラ・プラン・ドゥ・ヴァールおよびマイエンヌ川上流のフルモンディエールに位置するSHEMAの発電所等における重要な改修プログラムが完了し、2016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
 - 2016年4月26日に開始した、ごく小規模または小規模の水力発電所開発の入札（予定合計容量60MW）に対する応札。EDFグループは、2016年末に様々な応札を行った。落札者は2017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に示されており、このプログラムにより2016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。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しても、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23（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およびEdisonの子会社も、稼働中の風力発電所を有している。EDFグループの2016年における風力ベースの発電量は、11.7TWhであった。
- ・ 洋上風力発電。成熟度が低く、急成長している分野である洋上風力発電は、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る。また洋上における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

要国のうち少なくとも2か国（フランスおよび英国）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離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。フランスでは、2016年には接続容量が著しく減少したものの（最初の3四半期において449MW（2015年同期においては約800MW））、接続されている設備は7GWを上回った。

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）（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（ÉSおよびドイツの電力会社を含む。）と提携している（「第2 3（2）（エ）ÉS」を参照。）。

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も貢献する。いわゆる集光型太陽熱発電（「第2 3（2）（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：海流エネルギーを利用した水中のタービンである。EDFは、プロトタイプの潮汐タービン地帯をコート・ダールモール県のパンボル・ブレアの敷地に設置したが、かかるタービンの稼働は延期されている。EDF Énergies Nouvellesは、欧州における海軍艦艇の大手製造業者であるDCNS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。このプロジェクトについて、公的な調査が開始された。

・浮体式洋上風力タービン：2016年11月3日、フランス政府は、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」の入札を落札したと発表した。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

EDFグループのその他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、2016年12月31日現在、合計3,108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。風力および太陽光の純設備容量は、2020年までに約30%増設されることが見込まれている。2016年末現在のプロジェクト・ポートフォリオは18.5GWであり、このうち16.8GWは現在建設中の容量を除いたプロジェクトに関するものである。同社は、その主要な運営地域である北米および西欧・南欧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・アセット開発および販売事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。2016年にDSSAにおいて販売された純容量は971MW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96.7%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14年である（2016年12月31日現在の完全連結による連結資産からの収益の見積りによる。）。

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南アフリカ、イスラエル、インド、チリ、ブラジルおよび中国などの新たな国々において地位を確立した。

EDF ENは引き続きアジアで成長しており、2016年には、風力発電プロジェクトを通じた中国への参入およびインドでの事業拡大など、新たな展望を切り開いた。2016年12月31日現在、EDF ENは、9,613.5MWの総設備容量を有しており、うち純設備容量は6,262.9MWであり、現在建設中の総設備容量は1,780.4MWであった。

部門別および国別設備容量

	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
(単位：MW)	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
米国	3,235.5	2,426.0	2,818.2	2,233.4
フランス	1,104.3	817.9	1,040.4	754.0
英国 ⁽³⁾	656.4	241.5	589.7	208.1
トルコ	649.8	264.5	612.8	250.7
ポルトガル	534.7	186.7	507.0	314.1
カナダ	500.2	476.2	589.7	565.7
メキシコ	391.5	229.5	391.5	229.5
イタリア	384.4	264.9	440.4	246.6
ベルギー ⁽⁴⁾	325.2	26.9	325.2	29.7
ギリシャ	264.5	238.2	384.3	358.0
中国	174.0	66.4	-	-
南アフリカ	107.6	54.2	104.1	50.0
ポーランド	106.0	106.0	106.0	106.0
インド	52.0	26.0	-	-
デンマーク	6.0	6.0	-	-
ドイツ	3.0	3.0	3.0	3.0
風力合計⁽⁵⁾	8,495.1	5,433.8	7,912.3	5,348.8
太陽光				
フランス	209.2	153.1	209.2	153.1
米国	160.3	88.7	160.3	88.7
分散型エネルギー（フランス）	81.9	53.8	86.8	58.3
イスラエル	158.5	108.7	108.5	66.2
インド	120.0	60.0	180.5	46.9
イタリア	76.9	74.3	79.5	76.8
スペイン	57.4	46.9	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
太陽光合計⁽⁵⁾	899.7	620.9	917.6	572.4
その他部門				
水力発電	62.8	60.0	77.2	74.4
バイオガス	70.0	70.0	51.0	51.0
バイオマス / コージェネレーション	66.0	58.2	85.2	64.9
貯蔵	20.0	20.0	20.0	20.0
その他部門合計⁽⁵⁾	218.8	208.2	233.4	210.3
合計⁽⁵⁾	9,613.5	6,262.9	9,063.3	6,131.5

(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) 洋上風力のための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。

2016年12月31日現在、EDF Énergies Nouvellesのすべての支店・所在地を考慮した、完全連結の施設の加重平均年数は5.1年となった。2016年、これらの施設による発電量は11,326GWhであった。2016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

2016年にEDF ENは、新たな主要な地理上の地域における拠点の設立を通じて積極的に陸上風力エネルギーにおける成長を押し進め、風力発電の総設備容量は576.8MW増加し、2016年末現在における陸上風力エネルギーの総稼働容量は8,101.9MWとなった。

2016年には総設備容量988.5MWの陸上風力発電所が稼働し、建設中の陸上風力発電所は、2016年12月31日現在、合計で1,179.3MWの総容量を占めた。

2016年には、ストラクチャード・アセット開発および販売事業の一環として大規模な販売が行われ、特に当年度上半期には、欧州および北米において、陸上風力発電所から合計899.2MWが販売された。

フランス

2016年、フランスでは、フランスで最も強力な風力発電所である設備容量96MWのアンサンブル・エオリアン・カタラン施設（ペジーラ風力発電所）の第2ユニットの稼働が主要な局面となった。これにより、2016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1,104.3MWとなり、これに加えて194.9MWの陸上風力発電所が現在建設中である。

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、2016年末に総容量594.4MW（純容量210.5MW）の風力発電を稼働した。

2016年、EDF Energy Renewablesは、ピアリー・ロー風力発電所（19.2MW）およびコリーモーリー風力発電所（47.5MW）を稼働した。スコットランドのドレネル風力発電所（177MW）およびベック・バーン風力発電所（31MW）は、現在建設中である。

ポルトガル

ポルトガルのヴェントミーニョ（増設容量23MW）、イスピーガおよびアルガ（増設容量4.7MW）において拡張された施設は、2016年6月に稼働した。現在、EDF EN Portugalは、ポルトガル国内において、EDF Énergies Nouvelles、EolverdeおよびDSTとの共同保有により、534.7MWの総風力発電容量を運営している。

トルコ

2016年、EDF Énergies Nouvellesは、ボイラズ2風力発電所（12MW）およびセイタリ3風力発電所（4MW）を稼働し、またサムルル3風力発電所（9.4MW）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649.8MW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建設し、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。

2016年末現在、EDF REは、3,235.5MWの総設備容量（または2,426.0MW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、米国において、ソルト・フォーク風力発電所（174MW）、マイロ風力発電所の第2ユニット（31.7MW）、ケリー・クリーク風力発電所（184MW）、タイラー・ブラフ風力発電所（125.6MW）およびグレート・ウェスタン風力発電所（225MW）の合計740.2MWを稼働した。また、547.6MW（ソルト・フォーク風力発電所およびタイラー・ブラフ風力発電所、ならびにスレート・クリーク風力発電所（150MW）、ローズヴェルト風力発電所（250MW）およびマイロ風力発電所（49.7MW）の50%を含む。）が販売された。

カナダ

2016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、500.2MW（または476.2MW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・リウーにおける224.5MWのプロジェクトは、2015年に入札を落札し、現在建設中である。

また、EDF EN Canadaは、オンタリオ州における風力および太陽光発電の入札の一環として、合計82MWとなる20年間の電力供給契約3件を落札した。電力は、カナダの同州南西部に位置するロムニー風力発電所プロジェクト（60MW）、ならびにオンタリオ州東部に位置するペンドルトン太陽光発電所（12MW）およびバーロウ太陽光発電所（10MW）により生成される。現在も建設中であるこれらのプロジェクトには、地域共同体（ファースト・ネーション）が参加している。

メキシコ

政府による入札の一環として、Gunaa Sicarú風力発電プロジェクト（252MW）が、メキシコのオアハカ州に建設される予定である。

中国

2016年は、中国における風力発電プロジェクトの開発および建設を行うUPC Asia Wind Management（AWM）の買収が主要な局面となった。現在、EDF Énergies Nouvellesは、UPC AWMの80%を保有している。当年度中、174MWがプロジェクトの範囲に含まれており、49.5MWが現在建設中である。

インド

インドでは、EDF Énergies Nouvellesは、インドの風力エネルギー会社であるSITAC Wind Management and Developmentの50%の取得を通じて、陸上風力エネルギーに参入している。2016年末現在、3か所の風力発電所（G1.2（64MW）、G2（26MW）およびG4（22MW））が建設中であり、2か所の風力発電所（G3（26MW）およびG5（26MW））が稼働している。これらはいずれも、現地の配電会社であるGUVNLとの間で締結された25年間の電力販売契約に服する。

ブラジル

現在、EDF EN Do Brasilは、バイア州に位置するVentos de Bahia 風力発電所（66MW）を建設中である。

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117MWの長期電力供給契約に関して、Ventos de Bahia プロジェクトの建設を継続している。建設は2017年に開始される見込みである。

チリ

EDF EN Chileは、初の風力発電所となる、総容量115MWのカボ・レオネス1風力発電所の建設を開始した。財務的な手当てが完了したばかりである同プロジェクトは、2015年10月にチリ政府によって行われた複数のエネルギーの入札を経て、購入契約を取り付けるに至った。EDF Énergies Nouvellesおよびスペインにおける再生可能エネルギー施設の開発業者であるIberecoilによって等分に出資されている同施設は、チリ北部のアタカマ地域の沿岸に位置する。

モロッコ

モロッコでは、EDF Énergies Nouvellesは、タザ風力発電所（150MW）の開発を継続しており、建設は2017年に開始される見込みである。

洋上風力発電

洋上風力発電は、今後数年間にわたり、とりわけフランスおよび英国における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年に政府により行われた入札を落札した、1,428MWの合計容量を有する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）に関して、2014年10月に入札仕様書に従った承認申請がすべて提出され、これら3つのプロジェクトの公式調査委員会による高評価を受けた。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。このパートナーシップは、事業を行う国の数を制限するために、フランスへの投資を取り止めたDong Energyとの間で締結されていたパートナーシップに代わるものである。

英国では、2016年にEDF ENが英国北東部においてブリス洋上風力発電プロジェクトの建設を開始した。最初の41.5MWのユニットの基礎工事が開始されており、洋上発電施設の設置は2017年を予定している。

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。2016年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2015年末の純設備容量から48.5MWp増加して、899.7MWp（純設備容量は620.9MWp）となった。EDF ENは、総設備容量547.5MWp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。

北米

カリフォルニア州における将来の111.2MWの容量のバレンタイン太陽光発電所に関して、現地の電力会社であるSouthern California Edisonとの間で長期電力供給契約が締結された。同発電所は、2013年に全面稼働したカタリーナ太陽光発電所（143.2MWp）に隣接して建設される予定である。北米において、当グループは、合計183.7MWpの太陽光発電の総容量を有している。

インド

2016年、EDF Énergies Nouvellesは、テランガーナ1太陽光発電所（96MWp）およびウツタル・プラデーシュ1太陽光発電所（36MWp）の稼働により、ウツタル・プラデーシュ州およびテランガーナ州において132MWpの太陽光発電容量を稼働した。

戦略の相違によるACME Solarとのパートナーシップの終了を受けて、EDF ENはERENとの50対50のパートナーシップによる120MWを引き続き保有し、残りの太陽光発電資産はACME Cleantechに売却した。2016年末現在、60MWの総設備容量が建設中であった。

イスラエル

EDN EN Israelは、50MWpの設備容量を有するズモロト太陽光発電所を稼働開始し、また「ホワイト・アシャリム」太陽光発電プロジェクト（35MW）の建設を開始した。当グループは、イスラエルにおいて158.5MWpの太陽光発電設備容量を操業している。

チリ

2016年、EDF EN Chileは、アタカマ砂漠に位置し、146MWpの容量を有するボレロ（ラペリント）太陽光発電所の建設を継続し、同発電所は2016年12月1日に稼働開始した。また、EDFグループは、サンティアゴ太陽光発電プロジェクト（115MWp）の建設を開始し、チリにおける太陽光発電の拡大を続けている。チリ首都の北部に位置するサンティアゴ太陽光発電所は、EDF Énergies Nouvellesおよび現地開発業者であるAndes Mining Energy（AME）によって等分に出資される予定である。当該プロジェクトにより発電される電力は、その一部が約20の配電事業者との間で締結される15年間の電力購入契約を通じて販売され、残りは市場において販売される。

ブラジル

EDF Énergies Nouvellesは、ブラジル南東部に位置するピラポラプロジェクト（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。建設予定の発電所は、入札で落札された20年間の供給契約に服する。

メキシコ

当グループは、メキシコにおいても、国による入札の一環として90MWp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、まだ建設開始されていないが、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。

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。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、2016年12月末現在、10か国にわたって13.5GW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25%成長する見通しである。さらに、EDF ENは、その子会社であるEDF Renewable Energy Servicesを通じて、10GW近くを管理する北米における主要な維持管理会社である。欧州においては、2016年末に3.5GWを超えたことにより、その地位は高まった。維持管理容量は、全体として2015年から横ばいであった。

この業務の成長は、新たな風力発電所の稼働およびタービン製造業者が操業する、保証付きの契約が終了した風力発電所の買収によってもたらされる。

2016年に、EDF ENとEDF Luminusとの間のパートナーシップに基づき、ベルギーにおいて、EDF EN Services Belgiumの事業所が開設された。

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、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、実施しており、また14,000人を超える住宅用顧客を有し、企業用顧客および地方自治体に900超のプロジェクトを提供している。

またEDF ENRは、フランス本土において所有する176を超える屋上型太陽光発電設備から、約26MWのクリーン・エネルギーを発電している。

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、太陽光モジュールの設計および製造を行うEDF ENR PWT (Photowattのブランド) を100%所有している。EDF ENR PWTは、激しい競争および下落が継続するモジュール価格に特徴付けられる難しい市場において、事業を行っている。この状況に直面し、二酸化炭素排出量が少ないモジュールの性能を継続的に改善する目的で、EDF ENR PWTによる商品提供を改善するための積極的な行動計画が実施された。

最後にEDF ENRは、EDF Store & Forecastの支配株主 (51%がEDF ENRによって保有され、49%がEDEVによって保有されている。) 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。

EDF Énergies Nouvellesは、米国子会社であるEDF Renewable Energy (EDF RE) を通じて、地方自治体、法人および産業事業者向けの太陽光発電所の開発、設置および販売を専門とする企業であるGlobal Resource Options, Inc. (groSolar) の取得に関する契約を締結し、米国の再生可能エネルギー分野における拡大を続けている。

貯蔵部門

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 Énergies Nouvellesは、子会社を通じて米国、英国および仏領ギアナにおいて革新的な貯蔵システムを開発している。

2015年、EDF Énergies Nouvellesは、北米子会社のEDF Renewable Energy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。

2016年、EDF Energy Renewablesは、英国のノッティンガムシャーに位置するウェスト・パートンにおいて49MWの容量の蓄電池による貯蔵システムに関する契約を獲得した。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、仏領ギアナにおけるトゥーカン太陽光発電所 (5 MWp) が2014年に稼働開始した。同発電所は、電気設備を監視する革新的なシステムを備えている。この太陽光発電所は、フランス国内外において初のエネルギー貯蔵可能な太陽光発電所の1つである。

販売および供給事業

() フランス市場について

(イ) 需要

2016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、2015年と比較して1.5%増加し、482.9TWh (出典: RTEが公表した2016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の開放が完了している。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。

2016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）（2016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13.2%であり、非住宅用顧客市場については17%であり、敷地数の面でのガス市場シェアは、それぞれ22.1%および38.1%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、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23（2）（ ）（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23（2）（ ）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。）。

2016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、自社の発電容量および電力卸売市場を利用することができる。2016年、代替供給業者によるARENH販売量の購入はなかった。2016年11月の申込手続では、代替供給業者により、2017年に関して82.2TWh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

2011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。かかる顧客は法的な期間制限なく、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、これらの敷地に係る規制販売料金は廃止されている。
- ・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。

さらに、公共サービス事業の一環として、EDFはまた、2005年1月1日以降、電力の基本必須料金（「tarif de première nécessité」またはTPN）を課している。2013年に、より多くの消費者がこの基本必須料金により恩恵を得られるように、また、すべての電力供給業者がこの基本必須料金を提案できるように、資格基準が変更された。グリーン成長に向けたエネルギー移行法では、エネルギー貧困に対処するための規定から構成されており、その実施に関する実務的な詳細は、命令や政令に委ねられている。

- ・2016年より4つの県（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）において試験的に行われており、2018年1月1日より全国で適用される予定のTPNに代わるエネルギー小切手を導入すること
- ・電力消費の遠隔表示を可能にすること

電気の規制料金の設定方法の変更

2015年8月1日の料金変更までは、規制販売料金（TRV）は、エネルギー規制委員会（CRE）および「フランス高等エネルギー理事会」（CSE）の意見に基づいて省令により決定され、官報において発表された。

このガバナンス体制は、NOME法（エネルギー法（L.337-4条およびL.337-13条））に組み入れられた第4-1条に基づき、2015年12月8日に変更された。同日以降、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う。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。

この手続に基づき、2016年8月1日におけるTRVの引下げ（税金を除く。）は、2016年7月28日付決定に従い、平均で住宅用青色料金につき-0.5%、企業用青色料金につき-1.5%であった。この変動は、それぞれの色の料金内で同一ではなく、それぞれの費用をより良く埋め合わせる選択を行うことによって調整された。電気のTRV（税金を除く。）は、2016年7月13日付のCREの提案に基づき決定された。

（ニ） 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1つ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 Energie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 Energie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。

当グループは、電力供給業者に報酬請求権を付与する上記決定による、将来的な影響について現在分析している。

CREは、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。

CREは、2017年1月12日付決定に続き、かかる調査に関する最終報告を発表した。この決定は、EnedisのDirect Energieに対する補償に関する2012年7月26日付および2016年5月3日付のやり取りに関する決定を撤回するものである。最後に、この決定は、供給業者による資金拠出制度の手続を2017年度第1四半期の公開協議の対象とすることを定めた。かかる公開協議は、ガスについては、CoRDisの要求に応じたCREの意見発行の前に開催され、電力については、TURPE 5 HTA-BT7に関する決定に予定されるとおり、かかる点に関する決定の前に行われる。CREは、かかる意見の発行および決定を2017年度第2四半期に行う予定である。

「第6-3(2) EDFの子会社および持分に関する法的手続」を参照。

() 顧客部門

フランス（海外県およびコルシカを除く。）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26.2百万の顧客口座（海外県およびコルシカを除く。）、すなわち約31.9百万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2016年に約320TWhとなり、市場シェアは70%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。2016年、EDFは1.3百万超の顧客へ27.7TWhのガスを販売し（2015年は22.6TWh）、市場シェアは5.7%であった。2016年末現在、EDFは、1.2百万超の住宅用顧客へガスを供給した（これに対し、2015年末現在では、1.1百万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、エネルギー効率と分散型発電に関する活動および投資において顧客を支援している。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、サービスおよび顧客窓口のデジタル化に関する大規模なプログラムに取り組んでいる。当グループは、顧客サービスおよび顧客の声に耳を傾けることにおいて、エネルギー分野における革新的事業者でありたいと考えている。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、上記により「eバランス（*e.quilibre*）」プログラムに参加し、エネルギー消費量削減の取組みについて支援を受けることができる。

家庭における接続オブジェクトをベースとするSoweeの開始によっても、当グループの住宅用顧客向けサービスの幅が広がる見込みである。当グループは、企業用顧客および地方自治体の顧客に関しては、エネルギー利用の遠隔モニタリングおよび遠隔分析・管理に関連するサービスを強化している。

この取組みは、2005年7月13日付のエネルギー政策指針法および2010年7月12日付のグルネル第二法案（「第2-3(3)

() 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。）の目的ならびに政府の家庭用暖房の革新に向けた目標に沿っている。

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年初めにこのメカニズムの強化が発表され、2018年から2020年における国民の省エネ目標は約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、将来的な高性能電力システムの促進にも取り組んでいる。このため、EDFは、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

2016年12月末現在、EDFは、フランスにおいて26.6百万の住宅用電気施設および1.2百万超のガス顧客を有していた。2016事業年度において、電力販売量は合計133.9TWh、天然ガスの販売量は合計12.7TWhであった。

EDFは、家庭における持続的な快適性のためのパートナーになりたいと考えている。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、12百万超の顧客窓口が稼働しており、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、また市場売出しの一環として、電力を提供している。

また、EDFは、1.2百万の顧客に対し、天然ガスを市場売出しの一環として提供している。2016年7月、市場において「ガス・アドバンテージ」サービスが開始された。4年の期間について1キロワット時当たりの価格（税金を除く。）が設定され、ガスの規制販売料金に応じて4年間で最大7%の割引となる可能性がある。

機能性およびサービス

2016年、eバランス (*e.quilibre*) のオンライン・ソリューションが改善され、住宅用顧客が自身のエネルギー消費量をより良く把握して削減を行えるように、デザインが刷新され、閲覧画面が簡素化された。eバランスは、顧客口座を有しているか、または「EDFと私 (EDF & MOI)」アプリケーションをダウンロードした顧客は直ぐにアクセスすることができ、またLinky顧客に対する消費量通知等の新機能が強化された。例えば、接続されたサーモスタットまたは気象観測所とeバランスとをリンクさせ、セントラル・ヒーティングの温度を下げることによって省エネ可能な量を予測することもできる。

「EDFと私」アプリケーションは、ユーロ建てのエネルギー予算およびさらには前年度の支払額との適時比較に関して、顧客とのやり取りをより簡潔にするために再設計された。また、eバランスの主要な機能も組み込まれている。「EDFと私」アプリケーションのダウンロード回数は3百万回を上回った。

住宅用顧客専用のウェブサイトおよび「EDFと私」アプリケーションに対して、90百万を超えるアクセスがあった。ウェブサイト (*particulier.edf.fr*) は、家庭における持続的な快適性のためのパートナーとしてのEDFの地位を強化し、顧客のオンライン操作を円滑にするために再設計された。

また、EDFは、ウェブサイト (*edf.fr*) において省エネに関するアドバイスを提供しており、住宅用顧客の各世帯におけるエネルギー改善を支援する、約3,100人の「EDF住宅ソリューション・パートナー」からなるネットワークを擁している。また、顧客は、これらのプランを理解するために、EDFの財務パートナー (*Domofinance*) から財務に関するソリューションを得ることもできる。

2016年、EDFは、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*)、ならびに顧客に対して家庭における電力、ガスおよび/または配管設備の迅速な修理サービスを保証する「信頼できる修理ソリューション (*Solution Dépannage Confiance*)」（ならびに配管オプション）からなる2つの新規サービスを開始し、支援および保険の範囲を新たにした。

2016年3月、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を開始した。4,000人超のウェブユーザーが、試験的プロジェクトの形態による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) () 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。）。

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のブランドにおいて営業するEDFは、1.6百万の企業用顧客を有している。2016年には、規制販売料金または市場価格での電力販売量は154.4TWh、天然ガスの販売量は12.7TWhであり、2015年と比較して約20%増加した。

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。

提供範囲

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、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、顧客が発電費用を考慮して消費量を最適化できるよう、サービスの仕組みを通じて支援している。EDF Entreprisesは、より細やかな消費量の管理が可能な大規模顧客に対して、冬のピーク時における負荷削減に対して報奨金を支払うサービス（場合により、遠隔管理ソリューションを含む。）を提供している。

EDF Entreprisesは、エネルギー移行に貢献すべく、すべての顧客に対して、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%がフランスの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サービスを提供している。

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）（ ）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、顧客満足を目指して掲げており、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定期的に耳を傾け、調査を行っている。2016年には、平均して全顧客の79%が「とても満足」および「かなり満足」と回答した。

（c） 地方自治体、低所得者向け住宅仲介業者、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

- 「供給」部分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

EDFは、上記のとおり、この市場において52,000超の顧客（年間消費量は22.3TWh、天然ガスの年間消費量は2.3TWhとなり、約65%増加した。）を管理している。それらに加え、2016年には9.3TWhの電力が地方配電会社（LDC）に販売された。

2016年において、EDF Collectivitésへの全体的な満足度は、87%であった。

エネルギー管理

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、特定のコミュニティは実質的にエネルギー分野の専門的能力を備えており、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。2016年において、173,000超の社会住宅が支援を受け、そのうち162,700超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連している。地方自治体にとって、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。

(二) 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（LDCを除く。）についてはEnedis（「第2 3（2）（ ）配電 - Enedis」を参照。）、接続されていない地域についてはEDFが担当する。
- ・ LDC以外のフランス本土全域およびZNIを請け負うEDFによる、委託地域全域の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524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2016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約20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。約30の委託契約が2017年および2018年に終了する予定である。委託契約の更新、全国的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。

今後は特に、フランス地方自治体法第L.2224-31条に規定される電力委託に関する年次状況報告書に係る2016年4月21日付命令第2016-496号の施行および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の完了が主要な局面となる。

2016年6月29日、フランス都市連合との間で、都市部における、規制販売料金での公共供給サービスおよび電力の公共配電に係る委託契約の変更可能性に関する契約が締結された。この契約の締結当事者は、委託枠組みの基本的事項を共有し、かかる枠組みに対する主要な変更の概要を作成することができる。当該国家契約ならびに受託者と一部の都市および都市部共同体との間の協議により、許認可機関である都市部の地方自治体が、エネルギーに関して承継法により付与された権能を全面的に行使したい意向であることが証明された。

最適化取引業務

() 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）当グループの事業に関連するリスク」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これらの変動の大部分の影

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）（ ）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。

（ ） 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）（ ）（イ）EDFの原子力発電所 - 発電割当契約」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

（ ） 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、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、（ ）ARENH価格が2％を超えて変更された場合、（ ）枠組み合意が大幅に修正された場合、または（ ）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、エネルギー省は、2016年11月2日付のCREに対する書簡において、いわゆる「モニトリー」条項（ARENH商品の年度制の原則の実施を規定する条項）の適用を明確にするため、フランス・エネルギー法の政令規制について審査を開始する意思を表明した。2016年11月15日、エネルギー省は、フランス・エネルギー法第L.336-10条を適用し、CREに対してフランス国务院の命令草案に関する意見を求めた。CREは2017年1月19日付の決定により、賛同の意見を表明した。

（ ） 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（エネルギー法第L.121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。

（ ） 容量メカニズム

NOME法に由来するエネルギー法第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、大陸のフランス大都市圏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、政府によって定められた上限である20ユーロ/kWを考慮し、10ユーロ/kWに設定された。2017年においては、この10ユーロ/kWが市場参照価格となる。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2年後まで数回の市場取引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。

フランスの規制業務

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。

（ ） 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14日付でフランス預金供託公庫およびCNP AssurancesによるRéseau de Transport d'Électricité (RTE) の49.9%の資本の取得に関する法的拘束力のある協定を締結した。かかる取引は、関連する合併規制当局からの承認を取得後、2017年3月31日に完了した。適用されたスキームによって、EDFは、2016年12月23日、RTEの全株式を新たな事業体（現段階ではC25と呼ばれている。）に譲渡した。

2016年12月31日現在、RTEはEDFの間接的な完全子会社であり、RTEにおける特定のガバナンス状況（「第2-3（2）（イ）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。上記の新たな事業体の株式の75.93%は、長期的な原子力コミットメントをカバーするための専用資産のポートフォリオへ割り当てられたことに留意が必要である。

（イ） RTEの組織

RTEは、業務執行委員会および監査役会を有する株式会社（*société anonyme*）である。

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4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4名
 - ・従業員により選出された4名
- 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。

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い。

éCO₂mix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

2016年の概要

2015年は気温の高い年であったが、2016年の平均気温は参照気温よりも0.5℃低かった。このためフランス本土における総消費量は、2015年から1.45%増加し、482.9TWhとなった。

年間電力消費量のピークは、寒波の到来していた2016年1月18日の88.6GWであり、2011年および2013年と同水準であった。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/℃を維持している。

気候要因および2月29日を調整した後のエネルギー分野以外における消費量は3年間横ばいであり、0.56%微減して473TWhとなった。

2月29日およびエネルギー分野を除いた工業における消費量は、前年度と同水準の66.6TWhであり、各分野における変動の傾向を相殺した。

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。2016年において、供給停止相当時間は、例外的事象を除き2分54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24秒を超えているものの、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。

2016年12月31日現在、風力タービンの設備容量は、11,670MWに達した。風力タービン発電量は、過去数年間に於いて見られた成長の後、足踏み状態にあり、2015年と比較して-1.8%微減して20.7TWhとなった。9月および12月の風力状況が良くなかったことが、発電量に大きく影響を及ぼした。しかしながら、1時間当たりの最大風力タービン発電率は、2016年11月20日午前4時に最大値を記録した。発電量は8,632MW（相当する負荷率は75.2%）であった一方で、1日当たりの発電量は2016年2月8日に最大値である192GWhとなった。

2016年において、576MWの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6,772MWに増加した。太陽光発電は、設備容量の増加の他、天候が良好であったことから恩恵を受け、2015年と比較して発電量が11.3%増加した。

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。

フランスの取引高は合計39.1TWhであった。これは2010年以来最も低く、下半期全体において輸出量が減少した。12月の業績では僅かな輸入も見られ、これは2012年2月以来初めてのことである。2015年10月5日以降段階的に商業運用を開始したベクサ・サンタ・リュガイアの新たな相互接続により、スペインとの間の送電容量が増加した。フランスのスペインに対する取引高は7.8TWhのプラスであった。

フランスは、スイスに対して引き続きプラスの取引高（10.1TWh）を有している。

イタリアに対する取引高は16.5TWhのプラスであり、英国に対する取引高は10TWh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。

フランスは5.3TWhのマイナスの取引高を計上し、欧州中西部地域において初の純輸入国となった（2015年の取引高は6.7TWhのプラスであった。）。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によって説明される。

（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。

1999年の暴風雨以降にRTEが実施した機械的安全プログラムは、ほぼ完了している。全体として、現時点から2017年にかかるプログラムが完了するまでに、RTEは、送配電網を機械的に安全にするため合計2.4十億ユーロ（1年当たりの平均費用は約160百万ユーロ）を支出する予定である。このプログラムは、RTEの送電網上の架空送電線45,000キロメートルに関連する。

（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。2016年には、RTEの合計投資額は1,519百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資としては、シャルルヴィル - ランス間の400kVの送電線の稼働、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、オーヴェルニュ、ローヌ渓谷およびマシフ・サントラル間の225kVの送電線を再建する2ロワール・プロジェクトならびに中央ブルターニュの強化が挙げられる。投資の60%が、既存の作業に関連するものであった。

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。

2017年における規制機関承認済みのRTEの投資プログラムは、1,525百万ユーロである。2017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。

2016年には、規制資産ベース（RAB）は378百万ユーロ増加し、2016年1月1日現在の13,220百万ユーロから2017年1月1日現在では13,598百万ユーロに増加した（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 4の期間中、税引前で7.25%の加重平均資本コスト料率の報酬を受けている（TURPE 5の場合、RABは税引前で

6.125%の料率で報酬を受ける。)。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。

() 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、配電事業を担うEDFの完全子会社であり、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。

2016年、Enedisはフランス本土において、約1.35百万kmの電力網を通じて35.9百万超の顧客（配電地点）に対して、359,000か所の発電施設から電力を供給した。

2016年12月31日現在、Enedisの従業員数は38,742人であった。

配電網の機能には電力損失が伴うが、これは主に物理的效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。2016年の損失は23.9TWhであり、損失率は電力網

に供給された電力の6.3%であった。2016年にEnedisが損失填補のために負担した費用は1,068百万ユーロであった。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おり、2016年の上限は約2.7TWhであった。

技術仕様：2016年12月31日現在、Enedisが委託を受けている配電網（「第2 3（2）（ ）（口）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635,614キロメートル
- ・ 400ボルトの低圧（LV）線713,262キロメートル
- ・ 2,260個のHVB / HVA 変電所
- ・ 778,774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。この2つの子会社である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）（ ）（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。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する役員5名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、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が意図するとおり、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、その使命が明確化される。

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）（ ）（口）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 - *Commission de Régulation de l'Énergie*）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 項および第 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

2016年、Enedisは3,462十億ユーロを投資したが、そのうちの1,408十億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2016年、委託機関が703百万ユーロを投資した。2016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4,2十億ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年
接続および強化	1,408	1,396
規制上、安全上および配電事業者としての義務	387	370
電力網の近代化 ⁽¹⁾	1,316	1089
作業設備および運用資源	351	315
Enedisの投資合計	3,462	3,170
第三者および地方自治体からの割当作業 ⁽²⁾	703	789
電力網投資合計	4,165	3,959

(1) このうち318百万ユーロは2016年、119百万ユーロは2015年のLinkyに帰属する。

(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。2016年、当該予算は332百万ユーロとなった（2015年は342百万ユーロ）。

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。2016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64分であった。これは、到達した値を勘案した場合、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小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。2016年、FIREは、6月初旬にパリ郊外に位置するサントル＝ヴァル・ド・ロワールで発生した洪水の被害を受けた電力網の復旧のために動員され、その後9月13日および14日に南西部に被害を及ぼした暴風雨の後に動員された。

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）（ ）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、2016年末現在、5,761MW（2015年末現在では5,217MW）の太陽光発電施設が接続されたが、これは約354,000基（2015年末現在では338,000基）に相当する。公共配電網に接続された風力発電の開発も継続中であり、10,381MWが2016年末現在までに配電網に接続された。

2016年末現在、合計約16.1GW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5.7GW、風力発電が10.4GW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）、コージェネレーション（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。2016年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約21.3GWであった。

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、45社の電力供給業者が業務を行っている。供給者はEnedisと契約を締結し、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。

Enedisは、36kVAを超える供給電力を申し込む施設に関して、市場価格への切替えを促進する手続を継続して行う中で、また、規制販売料金による提供を終了したことを受け、「移行」以外の選択肢を持たない93,000か所の施設に関して2016年7月1日までに「市場価格」への切替えを支援する国家組織を維持した。

委託

2016年12月31日現在、EnedisおよびEDFは、人口の約95%を対象とする524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。

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) () (二) 規制料金での公共配電委託」および「第2 3(3) () (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、共同物流事業ならびに調達および分類に係る業務パートナーシップによる利点を再確認する共同声明を発表した。ただし、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ものである。

Enedisは、現在まで、すべての運営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。

(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システムを開発している。このシステムは、スマート・グリッドの初期段階である。

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。2016年12月末現在、実験として設置された0.3百万の発電箇所を含め、2.5百万の配電箇所にLinkyメーターが設置された。さらに、2016年6月には第2段階のメーターの展開の開始が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、4,455百万ユーロに達した。2016年末時点の累積投資額は、実験後の費用を除き、既に509百万ユーロであった。

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、2016年末には1日当たり約15,000個となった。期待率に到達し、2017年初頭に開始されるLinkyプログラムの第2トランシェを、自信をもって開始することができる。

「第2 3(2) () (ハ) Linkyの規制枠組み」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、再生可能エネルギーの統合、貯蔵、データ管理および経済モデルといった分野において成果を挙げている。

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行っており、これから2018年の間の「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（ ）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）、（ ）配電施設（HVA / LVスマート施設）、（ ）電力網のセンサー、ならびに（ ）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（ ）インフラ管理（遠隔管理、予測管理等）、（ ）外部との対話、（ ）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（ ）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、特に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、新規参加者）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。

（ ） 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。

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） フランスにおける公共サービス」を参照。）。

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。

2016年におけるIESの主要な特徴

	2016年末現在	
	合計	コルシカ島分
従業員数 ⁽¹⁾	3,379	753
顧客数	1,138,776	252,899
電力網の長さ(単位: km)	36,420	11,643
EDFの設備容量(単位: MW)	2,064	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 ⁽¹⁾	1,623	369
EDFによる発電量 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	5,775	1,282
水力発電量	1,298	419
第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)	4,042	914
バガスを含む再生可能エネルギー	1,306	251
その他のエネルギー	2,736	663
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	9,817	2,196

(1) コルシカ島および海外県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。2016年の火力発電設備容量が2015年比で4 MW増加したが、これは、現在40.6MWの容量(新たな3つのエンジンおよびG6エンジンからG11エンジンの停止)を有するサンマルタン発電所を修復したことに関係するものである。

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、グアドループのボワント・ジャリーおよびオート・コルス島のルッチアナ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、2016年にIESの発電事業に対して総額69百万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、2016年にその電力網に対して164百万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。

一部の隔離した地域において、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。

() ÉS

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、NYSEユーロネクスト・パリで取引されている。

(イ) 配電

ÉS Réseaux (ESR) は、Électricité de Strasbourg SA社内で、配電網の管理業務を行っている。ESRは、委託契約に基づき、ESRに配電を委託した400のアルザス地方のコミュンにおける全長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管理者との接続を有している。

エネルギー法の最近の改正に従うために、Électricité de Strasbourgは、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ムンに対して、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、住居の修理および建設に関する支援サービスを引続き実施した。

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 Energétiques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 Energétiquesは、他の事業者と連携し、ストラスブールのオート・ピエールおよびボテリ・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。

(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、リッテシヨ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。

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。

（ ） 規制枠組み

（イ） 公共送電網使用料金（TURPE送電料金）

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。2013年4月3日付のCREの決定により設定された現在の公共送電網使用料金（TURPE 4 HVB）は、2013年8月1日に効力が生じている。

RTEの料金は、TURPE 4 HVBにおいて規定される指数化が適用され、年間の流量を除き、2016年8月1日に1.4%引き上げられた。2016年8月1日付の料金の引上げは、2015年における電力集約的利用者を対象とした料金割引メカニズム（業績が安定的かつ景気に左右されない利用者に対する電力送電請求額を引き下げる方針）および2016年に発効した新たな中断メカニズムの実施に伴い生じる超過費用（直前の予告にもかかわらず電力の削減に応じる利用者への報酬金の支払い）による影響を組み込んでいる。

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年間適用される予定である。CREは、エネルギー高等理事会による（条件付き）同意を得て、同決定を2016年11月17日に公表した。かかる審議により、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、2016年1月1日における管理資産ベース（RAB）の見積額（13,220百万ユーロ）に、2013年から2016年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た固定報酬率を乗じることにより算出する。さらに、2013年より前の過払いに関する電力網利用者への返済が規制制度を通じて行われたため、料金が抑制された。

これに基づき、2016年の送電網の利用からの料金収入は、約3,984百万ユーロとなり、このうちサービスによる収入は70百万ユーロ、相互接続による収入は393百万ユーロであった。

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2 3（3）（ ）フランスの規制：フランス・エネルギー法」を参照。

（ロ） 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、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。

2016年8月1日、配電TURPEは、TURPE 4 HVA / LVにおいて規定された指数化規則が適用され、1.1%引き上げられた。

次の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、エネルギー高等理事会による否定的な決定を受け、2016年11月17日付のCREの決定に従い、2017年8月1日に平均2.71%引き上げられる予定である。また、かかる料金は、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。

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受け、2017年1月17日付の官報に公布された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、決定を下した。CREによる（移送および配電に関する）決定は、2017年1月28日付の官報に公布され、来たる8月1日に発効する予定である。

2017年2月2日、Enedisは、国務院に対して2016年11月17日および2017年1月19日に適用され、2017年1月28日付の官報に公布されたエネルギー規制委員会（CRE）によるTURPE 5 配電に関する審議の取消しを求めた。

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た。

（ハ） Linkyの規制枠組み

Linkyプロジェクトは、メーターの運転寿命（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、費用およびシステム・パフォーマンス、目標ならびに期限により良く対応するために、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。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。

EDFグループの国際事業

（ ） 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とともに、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）（ ）（口）（c）探鉱および生産（E&P）」および「第2 3（2）（ ）（ハ）（b）炭化水素分野における事業」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の建設において活躍している。2016年の英国における合計発電量は約332TWhであり、供給電力は合計約299TWhであった（差異は主に送配電における損失を反映したものである。）。2016年における英国内の顧客への供給ガスは合計283TWh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、5.6百万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発電所における最終投資決定を行い、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、英国全土でおよそ13,000人を雇用している。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80%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。

2016年6月23日、英国において、国民投票により欧州連合離脱が承認された（「第3 4（1） 当グループの事業に関連するリスク」を参照。）。

2016年において、EDF Energyは、英国の最大発電事業者（生産TWhによる。）および低炭素電力の最大発電事業者（出典：Elexon Reporting.）ならびに、概して、英国における主要な電力供給業者としての地位を保持していた（販売TWh（北アイルランドを除く入手可能データに基づく。）による。）。

	2016年12月31日	2015年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位：GWh)	46,242	48,683
供給ガス (単位：GWh)	28,307	27,693
住宅用顧客口座数 (単位：千)	5,221	5,301
従業員数 ⁽²⁾	13,331	13,920
記録可能な事故発生率合計 ⁽³⁾	0.68	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を除く。

(イ) 戦略

EDF Energyの2030年のビジョンは、顧客およびそのニーズから始まる。持続可能な長期的事業の確保を目指すその戦略は、低炭素排出経済への移行を、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支えることに重点を置いている。同様に、EDF Energyは、顧客のエネルギー利用の管理を可能にする、効率的で、簡単であり、かつ信頼できる方法により顧客のニーズに応えることを目指している。これらの活動はすべて、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。

顧客向け事業において、EDF Energyは、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にとってエネルギーを容易なものにすることにより、住宅用顧客および企業用顧客のエネルギー・パートナーとして選ばれることを目指している。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（ならびに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、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、顧客向けのイノベーションを促進させるために新規事業からの恩恵を活用するBlue Labを設立した。

発電においては、EDF Energyは、既存資産の卓越したオペレーションの継続によって、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。これには英国における原子力発電所の新規建設の再開において主導的な役割を果たすことが含まれている。EDFは、2016年7月、China General Nuclear Corporation（CGN）と連携して、欧州加圧水型原子炉（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）の建設を進める最終投資決定を行った。またEDF Energyは、（2016年11月から2017年2月までの間に公開議論の第2段階が行われた場所である）サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトを進めるために、また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提案を策定するために、CGNと協働している。EDF Energyは、また、（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、新規の再生可能発電（主に陸上風力発電）プロジェクトの開発を継続しており、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、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。主な戦略計画の1つに、既存の原子力発電所の安全で商業的に実現可能な耐用年数の延長があり、英国では、新たな低炭素の発電容量が大規模に接続されるまで引き続き原子力エネルギーの恩恵を受けることができる。またこれにより、持続的な雇用機会が創出され、英国の原子力産業技術を維持することができる。EDF Energyは現時点で、2009年以降平均耐用年数が8年間のすべての改良型ガス冷却原子炉（AGR）について、耐用年数の延長計画を実施することを確認している。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、一定の容量レベルを確保することを目的とした英国の制度に基づく石炭発電容量の耐用年数の最適化およびウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の運営の最適化が含まれる。

EDF Energyは、発電事業ユニット、顧客事業ユニットおよび新規の原子力発電所建設事業ユニットの3つの主要事業ユニットにより編成されている。

(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（または15のユニット）を所有および操業している。原子力発電事業ユニットは、5,700人を超える従業員を有している。

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、厳格な手続きに基づき操業している。2016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0.065mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。2016年において個人が受けた最高線量は5.2mSv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）の承諾が必要である。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。2016年にONRは、安全性に係る要件の継続的な遵守ならびに施設の耐用年数の終了に関連する経済的および商業的な状況への配慮を条件に、耐用年数を10年間延長させるためのヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBの監視システムの評価を行った。

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、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）の承諾が必要となる。

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およびトーンスは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。

原子力発電所の現在の耐用年数（EDF Energyにより正式に発表され、NDAによる承認を受けている。）およびこれに相当する現在の予定閉鎖日は、以下の表に示される。

発電所	原子炉の種類	発電開始	発電所の耐用年数 (正式発表)	耐用年数の延長 (正式申請済み)	関連する 閉鎖予定日	定期安全審査 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
トーンス	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 ⁽¹⁾ (単位: MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位: TWh)	
		2016年	2015年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,050	7.7	6.7
ハートルプール	1,180	6.6	6.2
ヘイシャム1	1,155	7.6	4.6
ヘイシャム2	1,230	9.6	9.4

ヒンクリー・ポイントB	955	7.2	7.1
ハンターストンB	965	7.9	7.5
トーネス	1,185	9.9	8.7
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	8.6	10.5
合計	8,918	65.1	60.6
負荷率⁽³⁾		83%	78%

- (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。発電容量は各年末の調査を受けなければならない。表示発電容量は、2016年1月1日からのユニットの基準発電量を反映する。特にヒンクリー・ポイントB発電所およびハンターストンB発電所は、ボイラーの温度制限を原因とする約80%のロードでの計画操業を反映するために調整されている。
- (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

2016年における原子力発電所の発電量は、2015年（60.6TWh）から4.5TWh増加して、65.1TWhであった。これは、2003年以来、最多の発電量である。当年度における桁外れの操業実績は、ボイラーを保護するために2006年に行われたヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBの負荷軽減を発電所の容量の修正を通じて考慮に入れた負荷率によって示される。当該負荷率は、2009年と比較して10ポイント上昇し、83%に達した。

2016年の原子力発電量が2015年と比較して4.5TWh増加したことは、主として、2014年および2015年においてヘイシャム1およびハートルプールの負荷を制限していたボイラー支柱の温度限界から発電量が回復したことを反映しており、2015年には追加の冷却措置をボイラー支柱に施すために供給停止が行われた。2016年には、ヘイシャム1の原子炉1号機に追加の改良が行われた（下記を参照。）。

また計画的な法定の供給停止が、ハートルプールの原子炉2号機、ヘイシャム2の原子炉8号機、ヒンクリー・ポイントBの原子炉3号機およびサイズウェルBで完了した。

発電所の状態

2014年にボイラー支柱の異常が発見された後、2016年初めにヘイシャム1の原子炉1号機では、ボイラーのある4区画のうち3区画（8つのボイラーのうちの6つのボイラー）を稼働していた。影響を受けたボイラーを孤立させるために、また原子炉において8つのボイラーのうちの7つのボイラーを稼働させるために、2016年中に改良が行われた。

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、（ ）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()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()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()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EDF Energy Nuclear Generation Group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およびその子会社へのみ制限し、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EDF Energy Nuclear Generation Group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EDF Energy Nuclear Generation Group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、自己の陸上および洋上の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、独立開発業者を支援している。これは、再生可能エネルギーに関する義務(R0)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、2016年に稼働を開始したピアリー・ロー(19.2MW)およびコリーモーリー(47.5MW)の2つの洋上風力発電所を含む、合計発電容量673.2MWの35基の風力発電所を操業している。その他に、2017年に稼働開始予定のベック・バーン(31MW)およびドレネル(177MW)の2つの陸上風力発電所が、現在建設中である。EDF ERの今までで最大規模の陸上風力発電所が、2018年後半に稼働開始が予定されている。

当年度中にEDF ERは、技術的な範囲を拡張し、49MWの電力貯蔵施設の提供に関して、National Gridとの契約を獲得した。かかる施設は、ウェスト・パ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 (MW)	発電量 (TWh)	
						2016年	2015年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力	2,000	1.5	7.5
ウェスト・パートンA	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力 およびOCGT ⁽¹⁾	1,987	1.2	8.3
ウェスト・パートン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	5.3	6.2

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

2016年において、コッタムおよびウェスト・パートンAの石炭火力発電所は、2.7TWhの電力を発電した。これは、前年よりも低下しているが、2件の大規模な供給停止に加えて、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。ダークスプレッドの低下による影響は、バランス・メカニズム業務によるNational Gridからの利益、有益な価格での電力の買取りを含む好調な取引およびピーク期間の稼働によって、経済的に大幅に軽減された。ウェスト・パートン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、5.3TWhとなった。

2014年に石炭火力発電所は、2018年に開始する3年間の供給量市場契約を、石炭火力発電ユニット8基のうち7基について、年間19.40英ポンド/kWの入札約定価格（2012年の価格）にて確保した。しかしながら、それ以後、電力の卸売価格の急落によって投資水準の修正が行われ、これは石炭火力発電ユニットが2018年から2019年までの1年間の契約に戻ることを意味している。

ウェスト・パートンBのCCGTおよびウェスト・パートンAの両方のOCGTユニットは、年間19.40英ポンド/kWの入札約定価格（2012年の価格）にて、2018年から2019年までの1年間の契約を獲得した2014年の供給量市場入札および年間18.00英ポンド/kWというより低い入札約定価格（2014年/2015年の価格）にて、2019年から2020年までの1年間の契約を獲得した2015年の入札の双方において成功を収めた。さらに、（ユニット3を除く）ウェスト・パートンA、ウェスト・パートンBのCCGTおよびウェスト・パートンAの両方のOCGTユニットは、2016年12月に行われた2016年の入札において、年間22.50英ポンド/kWの入札約定価格（2015年/2016年の価格）にて、2020年から2021年までの1年間の契約を獲得した。さらに、厳しい経済状況を認識している英国政府は、すべての石炭およびCCGTのユニットが参加している、2017年から2018年までの1年間の契約に係る新たな供給量市場入札を実施した。2017年/2018年に係る供給容量の追加の1年先行の入札が2017年2月3日に終了し、2017年10月に向けた供給量市場の本格的な幕開けとなった。EDF Energyは、そのすべての原子力発電容量、ガス発電容量および石炭火力発電容量について、6.95英ポンド/kWの供給量契約をそれぞれ確保した。

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・ハウスは完全稼働しており、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、来年末までに稼働が開始する予定である。これらのガス貯蔵活動の単一資産への統合が2015年に開始し、2016年の間も継続した。

(d) 顧客事業

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

当年度中、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、13.2TWhの電力および28.2TWhのガスを供給した。2016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

小規模の供給業者間の競争は、卸売価格の上昇が一部の業者、とりわけ短期のヘッジ戦略を採っている業者に圧力を与えたが、2016年を通して激しかった。11月に小規模の供給業者であるGB Energy Supplyは、業務を停止したことを発表し、Ofgemは最終手段として、Co-operative Energyを供給業者に任命することとなった。

このことは、不安定な卸売市場における強固なヘッジ方針の継続的な重要性を強調した。EDF Energyは電力変動価格を2017年3月1日まで凍結し、2017年1月6日を効力発生日として電力価格を8.4%引き上げ、ガス変動価格を5.2%引き下げることを発表した一方で、11月および12月にBritish Gas、E.ONおよびSSEを含む主要な供給業者の一部は、冬期における標準変動価格の凍結を発表した。主要な供給業者によるこれらの動きおよび小規模の供給業者の変動料金の引上げにより、主要な供給業者および小規模の供給業者との間の格差が年末にかけて縮小した。小規模の供給業者の市場シェアは上昇し続け、2016年7月末現在では15.4%であったのに対して、2016年10月末までには（入手可能な直近のデータによれば）約15.8%に達した。

規制の改正

2016年6月24日、競争市場当局（CMA）は、最終報告書を公表にすることによって「英国におけるエネルギーの供給および取得」に関する2年間の調査を終えた。CMAは、様々な分野にわたる市場の機能を改善するための30を超える是正措置を提案した。かかる是正措置には、直接的に顧客向けられた措置、電力卸売市場の改善案および規制上のガバナンスの枠組みに対処するものが含まれる。EDF Energyは、厳しく公正な是正措置の全体的な方向性に合意しており、住宅用顧客および企業用顧客の双方について、改善された市場の確固たる基盤を提供するものであると考えている。

エネルギー供給業者の顧客省エネ義務

エネルギー供給業者の顧客省エネ義務（ECO）は、エネルギー効率プログラムであり、2017年3月31日まで実施されるよう延長された。

現在のエコ・プログラムは、2017年3月に終了する。EDF Energyは、第1エコ目標を構成する2015年3月の義務の4つすべてを完了した。2016年12月現在、2017年3月の第2エコ目標が発表された。Ofgemは、2017年9月までに目標の達成を確認するための最終決定を行う。しかしながら、現在のスキームは協議中の段階であり、目標が拡張され、前述の日付が延長される可能性がある。EDF Energyは、拡張された目標を達成するための戦略を策定中である。

スマート・メーター

EUに関する国民投票の後、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。2016年にEDF Energyは、顧客向けに130,000を超えるスマート・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。同社はまた、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。国のIT・通信インフラ（DCC）がさらに遅れているにもかかわらず、EDF Energyは、自社の関連システムの変更において著しい進展（DCCに対して必要なインターフェースおよび2016年度第4四半期における追加の機能性の実施に向けた準備を含む。）を遂げている。

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、2016年度第3四半期に過去最高スコアの30.5ポイントで第2位に留まり、（ガスおよび電力において）第3位の会社を5ポイント上回った。カスタマー・サービスの電話への応答スピードの平均（ASA）は、住宅用顧客については2分9秒である。第4四半期のサービス・レベルの実績はその他の連絡経路において高く、約87%の電子メールが6時間以内に返信されており、95%のライブチャットは1分以内に開始されており、カスタマー・セルフ・サービス方式は現在63%を記録している。当社の顧客は、受けているサービスについて満足しており、アドバイザー推薦スコアは第4四半期において上昇し、6か月の移動平均は+56となった。

企業用顧客

2016年において、非住宅用顧客部門は合計33.0TWhの電力（183,383の中小企業（SME）顧客口座に対して2.0TWh、103,926の工業用および商業用（I&C）顧客口座に対して31.1TWh）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183TWhであり、EDF Energyは最大の企業用顧客向け供給業者となった（出典：Cornwall Energy）。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。

2016年において、大口の企業による更新率は、予想よりも高かった。（2017年および2018年の引渡しについて）2016年に契約した主要な顧客には、Nissan Motor Manufacturing（265GWh）、Coca-Cola（95GWh）、Urenco（320GWh）およびFujitsu（92GWh）が含まれている。

中規模の企業用向けの売上高は、価格および商品への競争圧力によって、2016年度上半期を通して徐々に減少したが、第3四半期には回復の強い兆しがみられ、第2四半期から第3四半期にかけて約70%増加した。

中小企業全体では好調な取得の実績がみられ、2015年以降取引の成長は持続しており、これにより零細企業は2017年において有利な立場となる。

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、（既存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。2016年、EDF Energyは、この経路からおよそ5.9TWhを取得した。

2016年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約16.6TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2016年において、EDF Energyは、約51.7TWh売却し、35.1TWh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。2016年、EDF Energyの石炭供給量の29%は海外供給業者からのもので、EDF Tradingを通じ調達された。

（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ことに関する英国との幅広いパートナーシップが含まれる。

HPCの最終契約は、EDF S.A.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る。

これは、EPRの包括的設計審査の実施および原子力発電所用敷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節目である。

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）（ ）（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。）および中国の台山において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、保証を現時点で利用する意向はなく、プロジェクトの資金調達は、少なくとも第一段階ではエクイティ出資により行われることを確認した。

利回りおよび感応度

稼働開始までの資金調達の要件は、額面価額で180億英ポンドと見積もられている（名目費用および現在原価は、支出時点の価額で表示される費用である。これらには毎年のインフレーション費用が含まれ、中間利息は含まれない。）。投資額は、少なくとも第一段階においては各出資会社によってエクイティ出資され、EDFグループの割合は120億英ポンド、CGNの割合は60億英ポンドであり、これにはリスクおよび偶発事象への引当金が含まれる。これより低い費用でプロジェクトを遂行した場合には、利益はCfD利益配分制度の一環として顧客と共有される。投資家は、原子力発電所が予定通りかつ予算に沿って建設されることに関してリスクを負うこととなる（「第3 4（1） 当グループの原子力事業に関する特定リスク」を参照。）。

株主の資本コミットメント総額には、180億英ポンドの総費用に加えて、15%（2.70億英ポンド）の偶発的なマージンが含まれる。

予測収益率（IRR）は、およそ9%と見積もられている。

IRRの感応度は、12か月間の遅れに対して約45ペーシス・ポイントである。

収益に関する取決め：差額決済契約（CfD）

HPCプロジェクトの関係会社およびエネルギー・気候変動省（DECC）は、政府補助金に関する規則に基づき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。

2016年9月29日に締結されたCfDは、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。

- ・SZC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SZC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。
- ・このプロジェクトは、一定の適格な法律の変更から保護される。
- ・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、行使価格の引下げにより、消費者にも享受される。

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） 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、また2016年7月28日付の取締役会で報告されたとおり、プロジェクトはCfDが保護役を担っていたとしても、時期および予算超過に関するリスクを負うこととなる。

プロジェクトの技術的なリスクの評価にあたっては、以下の複数の構造的な要素が考慮されるべきである。

- ・2012年にGDAによる承認が取得され、原子力規制局（英国の規制機関）の要件が考慮されている。
- ・フラマンビルおよび台山から得られた経験がHPCプロジェクトに適用されている。

土地に関する契約

土地の取得は計画の進展に沿って行われており、環境計画調査局（PINS）の対象である申請を行った敷地を取得した。

2012年、借地期間999年の3つの借地により、HPCの陸上建設用敷地主要部の用地が確保された。現在、建設プロセスの支援のために必要な関連開発用地を集約するために必要な土地の多くは確保された。これらの開発用地の多くは、オプション契約により確保されるため、EDFは、土地の所有権をまだ有しないが、プロジェクトのため土地が必要になった場合、その土地を買

収または賃借する権利を持つ。EDFは、小規模の区画を多数取得している段階であり、当事者直接売買協定が達成できなかった区画については、一部の例においてまたは最終的に、強制収用権を行使する。

プロジェクトの更新情報

プロジェクト運営組織が、プロジェクト期間中に異なるチームの業務を連携させるためのエンジニアリング、運搬および施設に関する指令センターとともに、設立された。これらのチームは、運搬、駆動部の建設、統合および管理 / 制御の流れを監視する。

プロジェクトは建設段階に入っており、指令センターはスケジュールおよび運搬に集中している。プロジェクト・チームは、開発の敷地造成および建設用地の整備工事を継続している。これらの作業には、迂回路の敷設および本工事の段階で必要となる機械類が敷地に入るための建設工事用仮設道路の敷設ならびに土木工事、水管理ならびに事務所用建物および従業員の福利厚生施設の改修ならびに整備工事が含まれる。

原子力安全規格に従った最初のコンクリート床版の要件を満たすために、敷地内での準備工事（操業可能なコンクリート・プラントおよび洋上プラットフォームの設置）が継続しており、これは規制上の観点から建設の開始を示すものとなった。2016年末現在、敷地内では1,100人の従業員が働いている。

HPCに関する以下の主要な供給業者との最終契約は、合意され、締結された。

- ・ AREVA NP（原子量蒸気供給設備、計装および制御）
- ・ Alstom France（タービン）およびAlstom UK（運転中のサービス）
- ・ Bouygues TP / Laing O'Rourke（主たる建設工事）
- ・ BAM Nuttal / Kier Infrastructure（土木工事）

敷地主要部に関する装置設置および設備搬入契約等の他の契約についても交渉が続けられており、HPCの契約上の支出金額の約90%を占める、90を超えるワーク・パッケージについて優先交渉権者が選出されている。

プロジェクト期間を通してリスク分析が継続されるが、これはこの規模のプロジェクトについては一般的である。

2016年末現在、支出総額は、EDFから66.5%、CGNから33.5%支援されて、3.1十億英ポンドとなった（2016年度の連結財務書類の注記3.2「ヒンクリー・ポイントC：最終契約の署名」も参照。）。

タイムライン

ユニット1の原子炉建屋における原子力安全規格に従った最初のコンクリート床版は、2019年に予定されている。

HPCの最初のユニットの稼働開始は、2025年末に予定されている。

最終投資決定およびプロジェクト・チームの従業員の入替えの後、プロジェクトの関係会社のガバナンス規則に従った費用およびスケジュールの全面的な見直しが進んでいる。

実際は、CGNは、このプロジェクトを実行する子会社の少数株主持分を保有している。株主間の契約によれば、予算（および翌3年分の計画）は1年ごとに決定されなければならない。開始された費用およびスケジュールの全面的な見直しは、前述の義務を履行するために、かかる更新に反映されることとなる。その関連で、プロジェクトの関係会社の取締役会は、遅くとも2017年10月31日までに予算の承認を行い、翌年以降も毎年行う。かかる承認が下りるまで、2017年における既定の基準予算は、株主協定に規定された予算となる。

現在のところ、プロジェクトの費用総額または完了日につき重大な悪影響は存在しない。

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）に関する契約についても締結された。2008年エネルギー法に基づき、新規の原子力発電所の事業者は、原子力の安全性に関連する建設作業が開始される前に、FDPを整備し、国務大臣の承認を得なければならない。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、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。

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、地域の利害関係者との第2回目の正式な協議が2016年11月に開始した。

ブラッドウェルB

最後に、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。

この契約の条件の下、ジョイント・ベンチャーが、認証の取得手続きを担当する。

かかる契約は、安全性認証プロセスに従い、英国規制機関の承認を得た、英国版の華龍原子炉技術による建設および操業を行うための最終投資決定がなされるまで、エセックスのブラッドウェルBを拡張することを目的としている。

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。

EDFグループおよびそのパートナーは、サイズウェルおよびブラッドウェルの開発に対して総額1.1十億英ポンドの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。

(f) 英国の法的環境

電力市場改革（EMR）

EMRの3つの最も重要な要素は、2011年予算法の下、導入された炭素の下限価格、供給量市場および2013年エネルギー法により導入された差額決済契約である。

炭素の下限価格は、石炭発電事業者が排出した炭素に対して支払う価格を定めており、これは、EDF Energyのような原子力および再生可能エネルギー発電所等の低炭素発電事業者の収益性を高める重要な原動力となっている。炭素の下限価格を支える「炭素価格支持税率」は、2014年3月19日の2014年度予算において、2016年4月から2020年4月までの4年間ににおける上限が18英ポンド/二酸化炭素トンに設定された。2016年3月16日の2016年度予算において、18英ポンド/トンの上限は2021年4月まで延長され、かつインフレに伴い引き上げられた。

供給量市場は、十分な発電容量を確保することを目的としている。年に一度行われる入札は、発電容量を調達するために、配電が行われる4年前に開催され、その後配電が行われる1年前にも開催される。

配電年度は、10月1日から開始し、9月30日に終了する。4年先行の入札が3回開催され、直近では2016年12月に開催された入札において、2020年/2021年について年間22.50英ポンド/kWの価格で、52.4GWの軽減出力容量が調達された。2018年/2019年、2019年/2020年および2020年/2021年の3年間に係る4年先行の入札において、EDF Energyのすべての原子力およびガス火力発電ユニットについて契約が確保された。2017年10月から2018年9月までの期間に係る供給容量の追加の1年先行の入札が2017年2月3日に終了し、2017年10月に向けた供給量市場の本格的な幕開けとなった。EDF Energyは、そのすべての原子力発電容量、ガス発電容量および石炭火力発電容量について、6.95英ポンド/kWの供給量契約をそれぞれ確保した。

コットナムにおける4基の石炭火力発電ユニットおよびウェスト・パートンAにおける4基のうち3基の石炭火力発電ユニットは2014年12月の入札において、2018年10月から2021年9月までの3年間の供給量契約を獲得したが、その後これらの契約は2018年10月から2019年9月までの1年契約に短縮された。

差額決済契約は、特にヒンクリー・ポイントC原子力プロジェクトを含む新規の低炭素発電事業者を支援するものと期待されている。EDF Energyは、その後、177MWの陸上風力発電所の開発プロジェクトであり、2015年2月のCfD第1回割当入札において行使価格が82.50英ポンド/MWh（2012年）のCfDを獲得したドレネル風力発電所を取得した。政府は、CfD入札を2020年までにさらに3回開催するとしており、費用削減の達成を条件とする洋上風力発電のさらなる開発を支援するために、これらの入札のうち2017年半ばに開催される予定の第1回目の入札の詳細を発表した。

() 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。

主要な進展要素は、下記のとおりである。

・ 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標としている。

- ・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を集中させることを目指している。
- ・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グループの競争力ならびに供給の柔軟性および安定性を強化するために、ガスの分野におけるガス・ハブとしてのイタリアの発展に貢献することができる。
- ・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E&P事業の開発を、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、最適化する予定である。

(ロ) EDFグループのイタリアにおける事業

2016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。

2016年、EDFが97.4%を保有する環境サービスに特化した子会社のEDF Feniceは、2016年4月1日にEdisonの一部となった。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、より包括的で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、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。

2016年のイタリア市場における電力消費量は、2015年から気温が低下したことにより、2.1%または6.6TWh減少して、310.3TWhとなった。9.4TWhの純輸入量の減少は、2016年の純発電量が3.2TWh（+1.2%）増加して275.6TWhとなったことにより相殺された。とりわけガス火力発電による火力発電量の2.5%の増加および風力発電量の19%の増加は、水力発電量の9%の減少を補って余りあるものとなった。

2015年の発電関連データ（AEEGにより公表されたデータ。2016年のデータは、2017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。2016年において、EDFグループのイタリアにおける純発電量は20.4TWhであり、イタリアにおける純発電量の約7.4%を占めた。

ガスの国民需要は、電力の純輸入量の減少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12.4%増加したことにより、2015年と比較して+5.2%の増加となり、70.4Gm³となった。また工業用の利用も5%増加した。

イタリアの天然ガス輸入量は、国の需要の92%を占め、Edisonはこの輸入量のうちの22.5%、すなわち14.6Gm³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、2015年から3.5%減少して、1.9Gm³に達した。

石油およびコンデンセートの生産量は、2015年において5%減少して4.1百万バレルに達し、このうち2.2百万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

2016年12月31日現在、Edisonのイタリアにおける設備発電容量は、2015年と比較して10%増加して、年間を通じて6.5GW（純発電量は20.4TWh）であった。これは、主として、グループのエネルギー販売量が2%増加した結果、火力発電量および風力発電量が増加したことに起因する。

現在、Edisonの発電所は、水力発電所72基、火力発電所16基、風力発電所35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82%を占める一方で、水力発電は発電量の12%、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、2.5TWh（2015年から26%減少）を発電した約1,120MWの水力発電施設を操業している。

2015年終盤において、Edisonは、チェッリーナ川に位置するAlperiaの水力発電施設の100%と引換え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%）の株式持分をボルツァーノ地方のAlperia社に売却する合意に達した。当該取引により、Edisonの設備容量は約90MW増加し、水力発電ポートフォリオにおける委託契約の更新に関連するリスクが軽減された。

2016年5月にEdisonは、ピエモンテおよびフリウリ・ヴェネツィア・ジュリアにおける約15MWの合計設備容量の9つの小水力発電所を取得したことにより、発電所を強化した。

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ファンドが株式資本の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的管理に使用している。

また、EDF ENが主導し、サービスを専門にする会社がかかるプラットフォームの運営および維持のために設置された。

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、当該プロジェクトは補助の対象となる料金保証が付き、その合計設備容量は、GSE（Gestore dei Servizi Elettrici）が提供する合計容量の20%に相当する153MWである。

2016年末現在、Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili（EPER）により51%保有され、E2iにより49%保有される会社のEolo Energia Srlは、イタリアにおいて259MW（およびブルガリアにおいて6MW）の設備容量を有し、風力発電に特化したイタリアの会社のAlerion Clean Powerの100%につき、株式公開買付けを行った。Eoloによる株式公開買付けは、Fri-el Green Power（イタリアの非上場会社）がAlerionの29.9%の株式をめぐり開始した株式公開買付けとの競り合いとなった。

取引は、Alerionの資本のうち、Eoloが（議決権の39.6%に相当する）38.9%を取得し、Fri-el Green Powerが（議決権の29.9%に相当する）29.4%を取得し、Fri-el Green PowerがAlerionの取締役会の過半数を任命することで合意した。この取引は、イタリアの風力発電市場の統一に貢献するために、Edisonが評価を行っている買収の選択肢の一部である。

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）（ ）（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、2016年8月1日にミラツォにおけるガス発電所およびピオンビノにおける2つのガス発電所を売却した。

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により建設された2つのCCGT発電所（テッサロニキ（389MW）およびティスヴィ（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、235MW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、2016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14.6Gm³の輸入量ならびに0.5Gm³のイタリアにおける自己生産および6.7Gm³の市場からの購入が含まれている。

2016年、イタリアにおける最終顧客へのガスの販売量は、（2015年の17.6Gm³と比較して）21.9Gm³であった。Edisonは、4Gm³のガスを産業部門に、2.6Gm³のガスを住宅用顧客に、7.3Gm³のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に、8Gm³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、2016年末現在、イタリアでは60、国外では50の委託および探鉱の許可を有しており、また約40.4十億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。

最後に、Edisonは、イタリア国内外（とりわけ、英国およびノルウェー）において、探鉱事業を展開しており、現在、北海、ノルウェー海およびバレンツ海においてライセンスを得ている。2016年末現在、Edisonは、ノルウェー海におけるZidaneの委託事業の株式持分を、Dea Norge ASおよびPetoro ASに対して株式持分の10%を売却した後、半分にまで削減した。かかる取引は、地中海沿岸地方に再び焦点を合わせた事業の均衡の取れたポートフォリオを構築するための戦略の一部をなす。

ガス・インフラ

Edisonは、ロビゴ洋上再ガス化ターミナル（年間8Gm³）を運営する会社であるAdriatic LNG Terminalの株式持分の7.3%を有している。このターミナルは、Qatari gasから供給を受けている。その他の株主は、ExxonMobil Italiana Gas（46.4%）およびQatar Terminal Company Limited（46.4%）である。Edisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited（RasGas）との間で調印された契約の条件に基づき、このターミナルの発電容量の80%または年間6.4Gm³を保有する。

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関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・プロジェクトに関与している（「第2 3（2）（ ）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。

Edison、DepaおよびGazpromは、2016年、黒海からロシアのガスを輸入するための、イオニア海を越えて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の基礎を築いた。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。

（c） 販売および供給事業

2016年、Edisonは、イタリアにおいて（2015年には89.4TWh、すなわち2015年から2 %増加の）91.2TWhの電力を販売した。このうち、20.4TWhは発電によるものであり、70.8TWh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11.6TWhであり、企業用顧客市場への販売量および住宅用顧客数が減少したことにより、2015年と比較して32%減少した。2016年末現在、Edisonは、企業用顧客と住宅用顧客の両方の部門において、533,865の電力顧客および502,554のガス顧客に供給している。

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を掲げるエネルギー・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、圧縮空気発電ユニット、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。Fiatグループとの契約は、なおEDF 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。

エネルギー効率化業務はFeniceによって、スペイン、ポーランド、モロッコ等の海外で展開されている。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、97.4%が保有されるEDF Fenice Iberical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 Iberical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 Iberical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。

97.4%が保有されている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。EDF Fenice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、1Gm³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、Edisonの完全子会社であるInfrastrutture Trasporto Gas SpA（ITG）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り、年間9Gm³を超える輸送能力を有す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、直接管理している。

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。2016年において、Infrastrutture Distribuzione Gasは、イタリア北部および中央部の150,959人の利用者に対して157.7Mm³の天然ガスを配給した。

（二） EDF Énergies Nouvelles

2016年12月31日現在、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）（ ）（八）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

（ ） 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

2016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、2016年末現在1,972MW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、2016年に4,446GWhに達した。同社は、新たに取得した子会社を含め、1,602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。

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（コンバインド・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。最近の卸売価格の下落および市場における消費量の全般的な減少を受けて、これらの発電所のいくつかは最近ほとんど稼働していなかったため、EDF Luminusは、609MWの合計容量を占める 4 つの発電所（セラン（485MW）およびハム（52MW）のコンバインド・サイクル発電所ならびにアングル（50MW）およびイゼゲム（22MW）のオープン・サイクル発電所）の閉鎖を発表することを余儀なくされた。閉鎖は2017年10月31日をもって有効となるため、EDF Luminusは、火力発電所の容量の報酬制度に関する進行中の協議の結果を引き続き注視していく。

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301MWの設備容量を有している。2016年にEDF Luminusは、46.9MWの総容量を有する17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、2016年には85,000のB2Cにおける顧客（住宅用顧客）の純利益（商業的な市場シェアの約20%（ガスは18%、電力は20%）を占める。）を得ている。かかる秀逸なマーケティングの成績は、フランドルの規制局であるVREGから12連続四半期最高の格付けである「5」を得ている。

EDF Luminusは、顧客の回転率が非常に高い水準であった厳しい市場状況の中、約20%の安定した市場シェアを維持した。

エネルギー・サービス

EDF Luminusは、最近の補完的なエネルギー・サービス提供者 4 社（Rami Services、Dauvister、ATSおよびVanparijs）の取得ならびに子会社のEDF Luminus Solutionsの設立により、サービスの提供を拡大した。

住宅用顧客に提供されるサービスとは、特にボイラーの設置および維持管理、インテリジェント・サーモスタット（Netatmo）の販売および管理、ならびに荒天時に住居へ予測できない損害が発生した際のコンフォート・サービスである。2016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。2016年中、70,000近くのサービスが販売され、2014年と比較して売上げは 3 倍超となった。また、ATSと協働することにより、EDF Luminusは企業用顧客に対して完全に統合された電力および熱に関するソリューションを提供することができる。

このグローバルな観点から、EDF Luminusはまた、2016年 5 月、一方では自社でエネルギー生産（コジェネレーション）を行いたいB2B顧客に向けた技術的なソリューションを提供し、他方ではUPS（無停電電源装置）の設置を通じて途切れないエネルギー供給を確保するサービスを提供する設計事務所のVanparijs Engineersの経営権を獲得した。

これに加えて、EDF Luminusは、B2B顧客の要求に応えるために、2016年 5 月、エネルギー効率化サービスに従事する子会社のEDF Luminus Solutionsを設立した。同社は、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を網羅する。このアプローチにより、EDF Luminusは、エネルギー・ソリューションの提供とともにエネルギー供給の事業を強化することができる。2016年12月、Dalkiaは、EDF Luminus Solutionsの49%を保有する共同株主となり、かかる新子会社をサポートするために、その専門技術およびノウハウを提供していく。

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および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、2016年において5,000時間近く稼働されており、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、異例の時間である。

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。2015年末現在(2016年のデータは、2017年3月6日現在、入手可能となっていない。)、その設備容量は6,345MWに達し、その内訳は、原子力が795MW、火力が2,568MW、水力が2,695MWおよびその他の再生可能エネルギーが287MWであった。

2015年(2016年のデータは、2017年3月6日現在、入手可能となっていない。)の売上高は、6,715百万スイスフランであった。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。それらの中には、49%を限度とする水力発電ポートフォリオの開設(手続は開始されている。)ならびに積極的な売却プログラム(とりわけ、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1十億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) () (ロ) ガス資産およびプロジェクト」を参照。)。

(ロ) 中東欧諸国

ポーランド

ポーランドにおいてPGEおよびEneaに続き3番目の規模の電力会社である当グループは、電力の約10%および都市部の暖房の約15%、すなわち発電容量の3,000MW超および火力発電容量の4,000MW超を供給している。

EDFは、主に以下を含むEDF Polska SAの子会社を通じて、事業を行っている。

- ・460MWeおよび957MWthの設備容量を有するクラクフのコジェネレーション発電所
- ・333MWeおよび1,134MWthの総設備容量を有するグダニスクおよびグディニャの発電ユニットを構成するWybrze⁰¹ieのコジェネレーション発電所
- ・1,775MWeの設備容量を有するリブニク発電所
- ・本社ならびにポーランドにおけるEDFグループのすべての発電所により生産される電力を市場およびB2Bの顧客に販売する責任のある最適化・販売部門によって構成されるワルシャワ発電所
- ・トルンの暖房供給網およびこの供給網に熱源を供給する398MWthおよび2 MWeの設備容量の石炭火力による発熱施設を有するEDF Polskaの子会社であるEDF Toru⁰¹。既存施設と、計101MWeの設備容量を有する2つのガスタービンおよびガス火力ボイラーを有するコジェネレーション施設との置換えは、2017年から2018年の冬季にかけて実施される。
- ・EDF Paliwa Sp. z o.o.もまたEDF Polskaの子会社であり、ポーランドにおけるEDFグループの全敷地の石炭およびバイオマスの供給を担っている。

また当グループは、ヴロツワフ市のコジェネレーション発電所を運営し、ヴロツワフ取引所の上場会社であるZEW Kogeneracja SAも支配している。同社は、地域のガス資源によって発電し、366MWeおよび1,094MWthの設備容量を有し、発電および発熱を行う会社であるEC Zielona Góra SA(その設備容量は183MWeおよび302MWth)の98.4%を保有している。

さらに、当グループは、その子会社であり、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)を持つEDF Énergies Nouvellesを通じて、ポーランドにおいて事業を行っている(「第2 3(2) () (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 Polskal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。

2016年10月26日、EDFは、公開競争入札の後、ポーランドにおけるコジェネレーション事業（温熱および電力）の取得に関し、当グループに対して確定的な申し出を行ったIFM Investorsとの間の独占交渉に入ったことを発表した。リブニクの石炭火力発電所（1.8GWの容量）は、EDFグループがEPHと独占的交渉を行っている別の売却手続の対象である。これら2件の取引を完了するためには、EDF Polskaを、一方はコジェネレーション資産を保有し、もう一方はリブニクを保有する2つの独立した事業体に分割する必要がある。2016年12月12日、ポーランド政府は、EDFグループに対して、かかる分割を認可しない旨の決定を通知した。EDFは、この拒否の背景にある理由を調査しており、そのすべての権利を保持している。

2017年1月27日、EDFとPGE、Enea、EnergaおよびPGNiGにより構成されるポーランドの公益企業のコンソーシアムとの間で、覚書が締結された。かかる覚書は、EDF Polskaの売却に関する協議の枠組みを提供することを意図している。

ハンガリー

ハンガリー政府は、1990年代に民営化されたエネルギー発電所の所有権を段階的に再度国有化し、国有化部門を作る計画を発表した。

2015年において、国有の公益会社であるElső Nemzeti Közműszolgáltató Zrt.（ENKSZ）がこの目的のために設立され、EDFに通知された。2016年12月5日、EDFは、ハンガリー政府により100%保有されるENKSZとの間で、ハンガリーにおけるEDFの子会社であるEDF Démászの株式資本すべてを売却する旨の最終的な契約を締結した。

2017年1月31日、EDFおよびENKSZは、ハンガリーにおけるEDFの子会社であるEDF Démász Zrtの全株式資本の売却を完了させた。かかる発表は、ハンガリーのエネルギー部門規制当局による承認およびフランス経済財務省からの承諾を受けて行われた。

ロシア

EDFグループは、エネルギー・サービス分野において、現地の子会社であるFenice（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）（イ）Dalkia」を参照。）。

（ハ）南欧諸国

スペイン

2016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1月31日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開始された。

当グループはまた、EDF Énergies Nouvellesの現地の子会社（「第2 3（2）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）、Feniceの現地の子会社（Fenice Instalaciones Iberica）（「第2 3（2）（ロ）EDFグループのイタリアにおける事業」を参照。）およびCitelumの現地の子会社（「第2 3（2）（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。

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）（最）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）新たな投資およびパートナーシップ」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、5.2GW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。

- ・米国における最大の原子力事業者であるExelonが運営する、3.9GWの合計設備容量（1.95GWはEDFグループにより連結）の3つの原子力発電所を49.99%所有することを通じた原子力発電への投資。
- ・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3.3GW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、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つの原子炉を所有および稼働している。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 容量 (MW)	発電量 ⁽²⁾ (TWh)	
				2016	2015
カルバート・クリフ1	894	100	894	7.18	7.8
カルバート・クリフ2	863	100	863	7.57	6.9
ナイン・マイル・ポイント1	620	100	620	5.35	4.9
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	1,287	82	1,056	8.29	9.0
REジーナ	576	100	576	5.04	4.8
合計	4,240		4,009	33.44	33.4

(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、2015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年間のプログラムであり、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、連邦政府が見積もる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。NYPSCは、CENGのジーナおよびナイン・マイル・ポイントの原子力発電所がZECプログラムの対象となることを確認した。

現在、複数の株主が、NYPSCに対して、CESの新たな公聴会または再検討を行うことを要求している。2016年10月19日、化石燃料発電事業者の連合は、NYPSCに対する訴訟を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と対立し、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。法的性質のあるその他の訴えが起こる可能性もあり、これらの結果は現時点では不確定である。

(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利用者および企業用利用者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）（ ）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、2016年には風力、太陽光およびバイオガスによる発電容量760.2MW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）（ ）(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、364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（後者の買収は2016年9月に完了した。）の子会社を通じて業務を行っている（「第2 3（2）（ ）(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）（ ）(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で2014年以降EDFの完全子会社となったCitelumも、米国において事業を行っている（「第2 3（2）（ ）(ロ)Citelum」を参照。）。

(ホ) 南米

南米において、EDF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PPAに基づき年間725MW（年間約6.3TWhに相当）を販売している。この残高は、電力自由市場で販売される。EDF Norte Fluminenseは、2016年において、120GWhを販売した。

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、2016年に318MWhを発電した1,764個の太陽光電池モジュールからなり、年間約198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。2016年末、同プロジェクトに関する土木工事の81.3%近くが行われた。

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2016年10月にCanadian Solar Inc.からミナスジェライス州北部のピラボラ（191MWc）太陽光発電プロジェクトを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80%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）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

EDFは、国の設備容量の0.9%を保有している。EDFの主要な競合他社は、ENGIE、Neoenergia、CPFL、ENELおよびEDPである。

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Citelumを通じて、ブラジルでも事業を行っている。

（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、その地域で行われる発電に天然ガスを再導入することであることから、チリのエネルギー政策における重要な要素であり、戦略的にも重要である。すべての環境に係る許可証の発行および銀行によるコミットメントを条件とした最終投資決定が2016年12月になされた。2017年1月30日、チリの最高裁判所は、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。現在のところ、EDFはそのパートナーとともに、プロジェクトに関する当該決定の影響を調査している。

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）（ ）（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、街路照明に関してチリで事業を行っている（「第2 3（2）（ ）（イ）Dalkia」を参照。）。

（ヘ） 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施設に投資している。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は、原子力産業、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービス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。

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（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）およびフェーズ（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、新たな発電所の設計および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。発電所の本格的な試運転は2016年11月、トランシェ1の熱源の試験の開始により、新たな段階を迎えた。

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、深圳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。2015年、105のメンバーが700百万ユーロ超の売上高を達成した。

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、中国の事業者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ならびにCGNおよびCNNC）が2015年に調印された。

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グループおよび香港の電力公益事業会社の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1kWh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

2016年7月、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、約60人の従業員を有する会社のUPC Asia Wind Management (AWM) における過半数持分(80%)を取得した。この取引は、稼働中の4つのプロジェクト(66MWの純容量)、建設中のプロジェクト(40MWの純容量)および開発中のプロジェクトの重要なポートフォリオを網羅する。かかる新たな取得により、EDF Énergies Nouvellesの潜在的な風力発電容量は、開発中、建設中または稼働中のものを合わせて、1.3GW超(総容量)増加した。

研究開発活動

設立から5年が経過したEDFの中国における研究開発センターは、フランスの研究開発部門および当グループのその他の国際研究開発センターとともに、中国における科学に関するパートナー網を引き続き構築しようとしている(「第36(3)国際的な関係およびパートナーシップ」を参照。)。かかる研究開発センターの業務は、低炭素発電・貯蔵、将来の電力網、持続可能な都市および革新に携わっている。デジタル・シミュレーション能力が、これらの各分野における主要な要素である。

開発に関する見通しおよび新プロジェクト

エネルギー・サービスでは、2013年にDongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) と締結した照明のエネルギー効率に関する契約が2014年および2015年に延長された。

2015年にEDFグループ、Datangおよび三門峡市は、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地域暖房ネットワークに関する協働契約を結んだ。2016年5月、EDFおよびDatangは、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・ベンチャーの設立に関する契約を締結した。かかるネットワークは、2016年11月に商業的な稼働を開始した。

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年夏季に締結された。

また当グループは、とりわけ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、企業用利用者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。

(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

2016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2%)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およびSumitomo Corporation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

2016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25%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

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、原子力発電所の分野において、2016年1月、インド西部の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。

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）（ ）（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。

（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、現在から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事実上規定している。かかるプログラムは、倍増する設備発電容量および現在の石炭火力発電所の漸進的な交換に対応することを目的としている。この枠組みにおいて、南アフリカは、2014年および2015年に原子力に関するパートナーシップを提供する国々（フランスを含む。）との間で政府間契約を結んだ。2016年にEskomは、原子力安全当局に対して、3月に発行された環境への影響に関する分析報告書で提言された、ティスブント（東ケープ）およびドゥイネフォンテイン（西ケープ）の2つの敷地における原子力発電所の設置に係る許可申請を提出した。

11月に南アフリカ政府は、2050年までの期間の全体的なエネルギー政策を修正する計画を発表した。そこで、2017年春に実施することを視野に、いつかのシナリオに関する協議が行われた。かかる計画は、ここ数年に観測された経済の低成長による電力消費量の低迷により、外挿に基づき下方修正された電力消費量の成長見通しを考慮に入れている。新たな原子力発電容量の約20GWは、現在から2050年までの間に計画されている。所有事業者として指定され、これらの原子炉の購入について責任を負うEskomは、技術仕様に係る計画を遅滞なく発表することを望んでおり、最初の一組の原子炉を2026年から稼働開始することを計画している。

さらにEDF Énergies Nouvelles（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（EDF ENが80%を保有）を介して選ばれ、108MWを操業している（「第2 3（2）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

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）（ ）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

モロッコ

EDF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）、配電機関および企業と優先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。

EDF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）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

セネガル

5年前にエネルギー分野における極めて深刻な危機に直面しているセネガル政府は、状況を診断し、長期的なサービスの質を復旧するための緊急時計画を策定することへの援助にEDFを選んだ。

EDFは、Sénélec（セネガルの国営電力会社）の111MWを超える発電所の改修に取り組むことに事業の重点を置いている。かかるプロジェクト管理の支援に関する契約は、計画されたすべての行動を完了するために2回延期された後、2016年9月30日に履行された。

また当グループは、カフリン - タンバクンダ - 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）（ ）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

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、2017年末に投資決定を行うことを目標としている、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いる。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は2013年、コンゴ経済財務省との間で、国有電力会社であるSNEの技術的および商業的な損失を減少させるために、3年契約を締結した。2016年3月に満期を迎え、当該契約は契約期限を6か月間延長する改正に服したため、2016年9月30日に終了した。

コートジボワール

EDF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、委託契約および発電エネルギーの譲渡価格に関する合意に達するための交渉が行われている最中である。投資決定は2017年末より前に行われるものと予想されている。2016年8月にEDFは、その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）（ ）（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、とりわけアラブ首長国連邦における送電施設の建設、配電および電力網の研究に係るエンジニアリングならびにコンサルティングサービスを提供する子会社であるEDF Abu-Dhabiを通じて、中東地域において事業を行っている。

サウジアラビア

EDFは、化石燃料を原子力および再生可能エネルギー源（太陽光）に置き換えることに注目したエネルギー政策の展開を計画しているサウジアラビア政府との協業を促すための事務所をリヤドにおいて開設した。

2014年にEDFは、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つのグループの幅広い協力関係、中でもとりわけ、研修イニシアチブ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は2010年以降、ネットワークに接続されている159Mwの太陽光発電プロジェクトを運営し、追加で35Mwの容量の建設を開始し、290Mw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（「第2 3（2）（ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

またEDFは、その子会社であるEdisonのガス分野における開発イニシアチブを支援している。さらに当グループの水力エンジニアリング・センター（HEC）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。2016年末にKESは、約210,000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。

BPC Lesedi

ボツワナにおいて、EDFは、国有電力事業者であるBPC（Botswana Power Corporation）から、分散型地方電化プログラムの実施において、BPCを補助する戦略的パートナーとして選ばれた。EDFは、BPCと共同で所有する現地子会社BPC Lesediの45%を保有している。このプログラムを推進することの利点が事業計画の目標が達成不可能な性質であるとの観点から疑問視されており、株主協定に基づき、撤退手続が進行中である。

ERA

セネガルにおいて、EDFは、その現地のパートナーであるMatforceとともに、ERAの株式の70%を保有している。ERAは、Kaffrine、TambacoundaおよびKédougou間の地方電化委託事業の運営を行っており、かかる事業は、ASER（ASER: セネガルの地方電化機関（Agence sénégalaise de l'électrification rurale））を通じてフランス開発庁の助成金の最初のトランシェを2013年12月末に受領した後、2014年に運営段階が開始された。現在、約25,000人に電力供給が行われている。2017年の委託事業の経済収支を改善し、その進展を保証するために、セネガルの当局との委託契約の再交渉が開始された。

ZECI

EDF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、顧客は、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。

この初めての会社の目標は、2020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。

エネルギー・サービスおよびその他事業

（ ） 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。その専門知識により、EDFグループは、助言、適切なソリューション設計、建設および施設の維持管理といったカスタマー・チェーンを包括的に網羅するソリューションを提供する立場にある。

EDFはまた、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にも携わっている。

当グループのCAP2030戦略計画は、特に地域コミュニティおよび地元企業の需要に応えるため、エネルギー・サービスの開発に重点を置いている。目標は、これらのエネルギー移行および競争力を支援することである。これらのすべての活動は、関係する事業分野にかかわらず、エネルギー効率、二酸化炭素排出量を低く抑えた発電ならびにエネルギー・パフォーマンスの研究および生活の質の向上のより大きな枠組みの一環として行われる。

(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年近く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、2016年、Dalkiaは3.2百万トンの二酸化炭素を削減し、4.33TWhのエネルギーを節約することに成功した。

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、353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、フランスの2,100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、企業用顧客の公益事業、エネルギー使用および温室効果ガス排出量に係る責任を引き受け、それらの生産量を最適化することで、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、エネルギー供給、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、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。

これに関連して、Dalkiaは、フランスにおいて82,000のエネルギー施設を管理している。

2016年におけるDalkiaの主要な業績

2016年の注目すべき点は、商業実績が非常に良かったことである。

Dalkiaは、暖房ネットワークに関して、概ね延長および「緑化」の条件について新たな規定を設けることによって、ほぼすべての主要な契約（リヨン、ナンシー、ルマン、アンリー等）を更新した。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、今やエネルギー構成の約29%を占める。

コジェネレーションは、Amundi Transition Energétiqueとのパートナーシップのおかげで、著しい発展を遂げている。Dalkiaは、顧客（企業用顧客、暖房ネットワークまたは住宅用顧客）に対して、100を超えるプロジェクトを実施し、これらに出資することが可能となる。

またDalkiaは、米国のGroom Energy Solutions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。

EDFグループの提供するエネルギー・サービス、商品およびソリューションの範囲は、第一にベルギーおよび英国における当グループの現地の会社とのパートナーシップの構築、第二にTiruグループにおける過半数持分の取得およびFenice Spa（イタリア）からのFenice Rusの株式の取得を通じて改善した。Fenice Rusは、ロシアにおける産業向け公益事業の管理分野で事業を行っている。

また、圧縮空気を専門とする会社のTechsimが取得された。

Dalkiaの主要子会社

Optimal Solutions

Optimal Solutions（旧EDF OS）は、2015年2月より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型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、Dalkiaの対象地域を全面的に補っている。

TIRU

Tiruは、以下を専門に扱う会社である。

- ・地域の暖房または工業利用向けの発電のための家庭廃棄物の焼却（電力および／または蒸気）を通じて行われるエネルギー回収
- ・有機物質の分解ならびに堆肥およびバイオガスの生産を通じて行われる有機物質回収
- ・リサイクル可能な物質（プラスチック、繊維およびメタル）の分別およびパッケージング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おける施設の設計、建設および運営を行っており、2016年末現在、1,177人の従業員を有している。Tiruの顧客ポートフォリオは、地方自治体（大部分が部門および地方自治体によるコンソーシアム）、廃棄物管理事業者および民間部門顧客（特に温室ガスの生産者および排出者）の一部によって構成される。

Cesbron

Dalkiaグループの完全子会社であるCesbronは、企業用顧客および地方自治体向けに冷房に関するソリューションの導入および維持管理を専門に扱う。同社は、798人の従業員を有している。

Verdesis

Dalkiaグループの完全子会社であるVerdesisグループは、バイオガスを専門に扱う。同社は、フランスおよびベルギーにおいて、サービスまたは設計の提供を行い、自社の発電施設およびバイオガス回収施設を運営している。

Verdesis Franceは、2016年12月に名称を変更し、Dalkia Biogazとなった。

CRAM

CRAMグループは、建物エネルギー・サービスを専門に扱う地域企業である。2016年にDalkia SAは、CRAM SAの資本における持分割合を75%から85%に引き上げた。CRAM SASは、521人の従業員を有する。

(口) Citelum

Citelumは、照明サービス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3,000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、Muse公共空間®における共同管理プラットフォーム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。

2016年、Citelumは、「スマート・シティ」への移行支援に、とりわけシエナ市から選出された。9年契約には、LED照明による近代化、建築遺産の照明ならびに居住者および観光客に向けた新たな接続サービスの実施（測候所、可変情報表示パネル、Wi-Fiアクセス）が盛り込まれている。照明の強さおよび持続時間を調整する遠隔管理システムによってシステムは完成し、これにより同市は、二酸化炭素排出量を削減できるとともに、経時的に光熱費を58%削減することができる。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Edelia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・パフォーマンスを監視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
- ・エネルギーおよび不動産のパフォーマンスの監視：自動化データの回収、モバイル・アプリケーション、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、以前から、高性能な供給電力平均分配の電力システムの枠組みにおいて、住宅用顧客向けのデモンストレーターの配備および運用を、特にリヨン（スマート・エレクトリック・リヨン）、ニースおよびブルターニュ（試験的な「Une Bretagne d'avance」）において、EDFを代理して行っている。Edeliaはまた、数百万の顧客と取引を行うために、サービス・ハブの設計および展開（消費、警告および助言等の表示画面）を行っている。

現在のEdeliaの地位は、「スマートホームおよびデータ」の分野（サービス促進を目的とした、家庭内で接続される対象物の間のデータ交換）における革新力でEDFグループに貢献する子会社として確立されている。

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はまた、エコ・モビリティのパートナーと連携して、電気自動車車両の管理ソリューションを提供している。

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およびVolkswagenならびに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網を設置している。

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参与している。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。

2016年、HTMSは、複数年にわたる維持管理契約、とりわけトゥールとボルドーを結ぶ新たな高速鉄道の400kVおよび225kVの停留所の維持管理またはHVBのイーター施設の維持管理に関する契約を複数件獲得した。

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、個人宅および個人の集合住宅に関して小売業者の顧客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。2016年に同社は、住宅用顧客向けに接続された温度自動調節器のソリューションを展開し続けた。

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融資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、節約できた分に基づき利益を生み出す。

金融サービス：Domofinance

Domofinanceは、住宅改築計画に効率的なエネルギー解決策を施したいEDFの住宅用顧客およびビル管理会社の資金調達上の要請に対応する。特に、Domofinanceは、EDFから助成金が支払われた修繕ローンおよびビル管理会社向けの共同融資を売り込み、資金を提供する。

2016年において、Domofinanceは46,583件のローンを発行した。

EDFは、持分法に基づきDomofinanceの45%を併合しており、残りの55%はBNP Paribas Personal Finance（BNP Paribasグループの子会社）が保有している。

（ ） 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、20十億立方メートル超のガスを必要とする。そのため、EDFは4.6百万の顧客、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、フランスにおける天然ガスチェーンにおいて、また欧州においても、大部分をその子会社（EDF Energy、EdisonおよびEDF Luminus）を通じて事業を行っている。また、当グループは、卸売市場への関与に関連した事業について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

2016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ES）：約5.7%の市場シェアを占める、2016年に約27.7TWhを消費した約1.4百万人の顧客（小売業者の顧客から主要な事業者まで）
- ・イタリア（Edison）：14.5%の市場シェアを占める、6.53Gm³のガス（約69.1TWh）に相当する約502,000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2.1百万人の顧客口座（28TWh）
- ・ベルギー（EDF Luminus）：約18%の市場シェアを占める約623,200人分の顧客口座（15.32TWh）

（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）（ ）（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%、Fluxys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LNG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。

イタリアにおいて、Edisonは、ロビゴ洋上ターミナルを稼働する会社であるAdriatic LNG Terminalの株式資本の7.3%および再ガス化容量の80%（年間で6.4十億立方メートル）を保有している（「第2 3（2）（ ）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）（ ）（ハ）（e）規制業務」および「第2 3（2）（ ）（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）（ ）イタリア」を参照。）。ガスの確定埋蔵量は合計40.4十億立方メートルであり、2016年には2.6十億立方メートル生産された。

() 最適化および取引：EDF Trading

EDF Trading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、石炭および貨物ならびに環境商品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950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。2016年にEDF Tradingは、フランス北部のブシャンで開発された新たなコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）技術の取引を開始し、オランダのスローCCGの最適化サービスを拡張した。EDF Tradingは、EDFの販売およびマーケティングのチームと協同して、当グループの大口企業用顧客向けの卸売商品の提供を拡大し、またナスダックにおける初めての風力発電先物契約にも参加した。

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事業者である。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管理している。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。EDF Tradingは、当グループの事業体とともに、その短期資産の最適化に取り組んでいる。2016年にEDF Tradingは、イタリアにおけるガス事業の基盤を強化し、EDFのガス資産を最適化するための構造を拡張した。また、EDF Tradingは、増加する第三者顧客向けの卸売市場製品を開発している。

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。EDF Tradingは、約4.2Gm³ (15bcf) の天然ガスの貯蔵および約400Mm³ (1日当たり1.5bcf) のガス・パイプライン輸送を契約し、管理している。同社は、電力およびガスの長期契約、仮想水力発電所、米国の使用量徴収契約、ガス貯蔵施設およびガス輸送契約を含む資産のポートフォリオを有している。2016年にEDF Tradingは、アメリカ中西部の公益事業におけるFTR (金融的送電権) の大部分を管理するために契約を拡張し、独立系発電事業者との長期的な電力関連ヘッジを終了し、ガス・パイプライン容量を拡大した。

環境関連商品

EDF Tradingは、欧州においてグリーン電力のソリューションを構築し、提供する主要な事業者である。また同社は、主要な米国の州における再生可能エネルギー証書およびカリフォルニア州における炭素割当量の売買で活躍している。同社は、欧州における天候関連商品の取引市場のマーケット・メーカーとして認識されており、北米の天候デリバティブ市場の積極的な参加者でもある。

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。2016年にEDF Tradingは、中期的な購入および最適化に関する契約を通じて実際のLNGポートフォリオを拡張し続けており、ダンケルクLNG施設におけるEDFの再ガス化容量に対して継続的なマーケティング支援を提供するほか、施設の貨物の引渡しを行う。同社は最初のLNG貨物をエジプトに引き渡し、様々な生産者および消費者との仕組取引を結んだ。LPGでは、EDF Tradingは最初の貨物の引渡しを行い、様々な市場でその事業を拡大している。

石炭および輸送の取引

EDF Tradingは、JERA Trading Singaporeに対して石炭および輸送事業を売却することに関する法的拘束力のある契約を2016年12月21日付で締結した。EDF Tradingは、2017年4月に業務を開始した新会社において、3分の1の持分を有する。2017年4月4日の取引の完了後、JERA Tradingは、大西洋海盆および太平洋海盆の両方に大きなプレゼンスを有し、年間約60百万トンの実際の合計石炭取引量を誇る、世界で最大規模の石炭取引業者の1つとなった。

EDF Energy Services

EDF Energy Servicesは、北米におけるEDF Trading専用の顧客基盤である。EDF Energy Servicesは、大口の商業用および事業用（C&I）消費者に対して、電力、天然ガスおよび環境商品の物的供給を行う。EDF Energy Servicesは、米国における第三者の発電所向けの優良な発電事業者であり、65の発電所および数十の負荷需要反応顧客に対して、23,000MW超の発電量を給電している。これらの顧客の多く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。2016年、EDF Energy Servicesは、小売業の商業的および産業的な基盤を拡張させ、発電事業の資産ポートフォリオを増加させ、卸売業の基盤に新たなエネルギー小売業者を加えた。EDF Energy Servicesは、この成長を促進するために、包括的かつ統合的なデジタル・プラットフォームを展開している。EDGiというブランド名のかかるプラットフォームには、米国およびカナダにおいて規制が撤廃されているすべての法域にわたって、CRM、ISOシステム関連請求、小売関連請求、契約および取引の獲得プロセス、負荷予想および顧客ヘッジならびにポートフォリオのポジション管理が含まれる。EDF Energy Servicesはまた、小売業者の顧客のために、データおよび厳選された市場情報をカスタマイズして見ることができる、改良された顧客ポータルを開始した。

（ ） その他の株式持分

（イ） EDF Trading Logistics

2016年に約1.11百万トンの燃料油および1.84百万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、EDFに対し、燃料油（有害物質）の輸送に係るリスク管理プロセス（ISO 14001認証を取得した業務）の実施ならびに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。

英国において、EDF Energyは、英国の需給バランスにとって今や不可欠な4 GW近くの石炭火力発電所の操業を続けている。これらの発電所は、英国政府の決定に従い、2025年までに閉鎖される予定である。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。

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支持しており、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。

(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。

公共事業体としてのEDF

2016年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の85.62%および議決権の85.73%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号およびその施行に係る同日付命令第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。

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23(3)（ ）フランスの規制：フランス・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、（ ）供給の保証、（ ）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、（ ）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、（ ）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、（ ）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（ ）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あつ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28日までに、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企業が実施する行動を提示した企業戦略計画（PSE）を作成しなければならない。PSEは、PPEの適合性を検討するエネルギー担当大臣の承認を得るために提出される。承認されなければ、EDFは新たな計画を作成することとなる。

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にも含まれている。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。

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公共電力網事業者は、この業務（すなわち、RTEは送電、Enedisおよび現地の配電会社（LDC）は配電、EDFは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）に対して責任を負う。

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・パウチャー」によるTPNの漸進的な移行について規定している。かかるパウチャーは、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・パウチャーに関する2016年5月6日付命令第2016-555号に従い、このパウチャー制度は、2016年5月20日以降、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・カレー県において実験段階にあり、2018年1月1日までにフランス全国において標準的慣習となる見込みである。

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。2017年3月6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・パウチャー」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。

電力市場の規制

（ ） 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」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年初旬に開始するが、最終的な文書に関する（欧州議会、欧州連合理事会および欧州委員会の間の）三者間交渉は、2017年度下半期より前に開催される予定はなく、2018年初めにも開催されない予定である。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、2018年から2020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23（3）（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制」を参照。）。

（ ） フランスの規制：フランス・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命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23（2）（ ）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ことができる。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号は、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について規定する。2016年6月30日時点で市場基準提案を受け入れていない顧客は、エネルギー規制委員会（CRE）の2016年5月4日付決定に従い、競争入札手続を経て選定された供給業者の提案する新契約の条件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）の一部である紛争解決および紛争制裁委員会（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、現在効力のある公共送配電網使用料金（TURPE）は、送電については2013年6月30日付官報にて公布されたCREによる2013年4月3日付決定（TURPE 4 HTB）により規定され、配電については2013年12月20日付官報にて公布されたCREによる2013年12月12日付決定（TURPE 4 HTA/BT）により規定された。2017年8月1日付で適用される新たな料金は、送電（TURPE 4 HTB）および配電（TURPE 4 HTA/BT）について、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。これにより、CREは別の会合を開かねばならない。

公共送配電網使用料金に関する詳細は、「第23（2）（ ）規制枠組み」を参照。

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ている。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。

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（2017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。

- ・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、コジェネレーションおよびエネルギー幹旋に係る予算など）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。

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、LDCが容量債務をその他のLDCだけでなく「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最終顧客または公共ネットワーク管理者へ移行することを許可することで（フランス・エネルギー法第L.335-5条）、小数の利害関係者に対して容量メカニズムが適用された。

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、メカニズムを外国の容量供給業者に解放し、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。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、2016年12月15日に実施され、保証された容量0.1MWにつき10ユーロの価格で、22.6GWの容量の保証が取引された。

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。

かかるメカニズムの適用条件は、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日付で承認された（「NEBEF3.0」規則として知られる）エネルギー市場における負荷制限予備力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たバージョンの計画、調整メカニズムおよび調整費用の回復に関する規則により規定されている。

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解決および紛争制裁委員会（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2015年8月17日付法律はまた、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。

ガス市場の規制

（ ） 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包括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。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。

（ ） フランスの規制：フランス・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、以下の日付以降に当該料金の資格を失った。

- ・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を超える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を超える非住宅用顧客については、遅くとも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か月におよ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号は、2016年7月1日以降のガスおよび電力の継続的な供給を確保するシステムにつ

いて規定している。2016年6月30日時点で市場基準提案を受け入れていない顧客は、エネルギー規制委員会（CRE）の2016年5月4日付決定に基づき、競争入札手続後に選択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。

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（ ）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（ ）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、ガス供給の任務を負うEngie（旧GDF Suez）およびLDCのみが提案することができる規制販売料金ではなく、顧客には市場基準価格で供給を行う。

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。

監督および違約金

フランス・エネルギー法は、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣ならびにエネルギー規制委員会に、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）。

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。

共同体指令に従い義務付けられた供給事業と配電事業の分離により、2つの異なる公共サービス任務が認識されるようになった。1つ目の任務は、独占サービス地域において、EDFおよびLDCが割り当てられた電力供給を規制料金で行うことであり、2つ目の任務は、公共配電網の開発および運営を行うこと（EnedisおよびLDCはそのサービス地域に割り当てられたものについて運営し、EDFは大陸都市電力網に相互接続されていない地域において割り当てられたものについて運営する。）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。

委託契約の請負に関する欧州議会および欧州理事会の2014年2月26日付指令2014/23/EUをフランスの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号およびそれを施行する2016年2月1日付命令第2016-86号に従って、規制料金による公共送配電網の運営に関する委託契約は、契約上の通知なしにまたは競争入札手続を経ずに、直接請け負わせることが可能となった。

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）（ ）（口）配電事業」を参照。

環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制

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。

() 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

グルネル第一法および第二法

2007年に開始されたグルネル環境フォーラムを受けて、フランス政府は、「グルネル第一法」として知られる2009年8月3日付法律第2009-967号において、温室効果ガスの排出削減、エネルギー効率化、再生可能エネルギー資源の開発、清潔な水資源の確保、生物多様性の保全、健康および環境に対するリスクの防止、廃棄物管理ならびに環境ガバナンスに関するいくつかの目標を達成し、環境対策の一部を実施する義務を負う。

これらの義務および目標は、2010年7月12日付法律第2010-788号（「グルネル第二法」として知られる。）によって導入され、その多くの規定がEDFの事業に影響を与える。

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、環境への影響に対して責任を負う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に設けられた手続を改革した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、()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、()意思決定プロセスに先立つ協議手続を拡大し、かつ()終了段階における協議手続を近代化させた。

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水枠組みを定め、地表水の水質の維持および修復の目標（具体的には、2015年までに生態学的および／または化学的に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、また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。

包括的な環境の許認可およびプロジェクト証書

企業の法的明確性をより簡略化かつ拡大させる権限を政府に与えた2014年1月2日付法律に従って、環境に関する3つの試験的な手続が、期間および地域を限定して実施された。

- ・1つ目は、プロジェクト証書の試験的使用である（2014年3月20日付政令第2014-356号により導入され、2015年8月6日付マクロン法により補完された。）。プロジェクト証書は、知事がプロジェクト・マネージャーに対して、遵守すべき様々な手続および要求された許認可が下りるまでの期間について関与することを通知することにより、法的明確性を提供し、法律を安定させるために設計された書面である。
- ・2つ目は、環境保護指定施設に関する許認可を必要とするプロジェクト（2014年3月20日付政令第2014-355号により導入され、マクロン法および2015年8月17日付法律により補完された。）ならびに水および水域環境に関する法律に基づく許認可を必要とするプロジェクト（2014年6月12日付政令第2014-619条により導入され、2015年8月17日付法律により補完された。）に適用される包括的な許認可システムの試験的使用である。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23(3)(イ)環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）。

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月以降に実施された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。EDFのプロジェクトには、単一の許認可手続が適用させる可能性が高い。

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。

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、自社の有価証券を規制市場で取引することが許可されている会社および500名超の従業員を雇用し、収益または貸借対照表の総額が100百万ユーロを超える会社に対し、かかる会社が自社の事業が社会および環境に与える影響を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ついての社会的義務についての情報を経営報告書に開示するよう求めている（RSE報告）。

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、事業体に対して、2016年12月31日に終了した事業年度より、気候の変化が当該事業体の事業活動ならびに当該事業体の商品およびサービスの利用方法に与えた影響に関する情報の公表を義務付け、上記の第L.225-102-1条に含まれる環境に関する情報の一覧を補完した。会社の経営報告書に含まれる環境情報に関する2016年8月19日付命令第2016-1138号により、大企業の年次経営報告書に付属するRSE報告書において、会社の事業のバリューチェーンを通じて生じた著しい温室効果ガスの排出量を、自身の活動、活動に必要なインプットならびに提供された商品およびサービスの利用方法を考慮して、報告しなければならない。

雇用、労使対話の近代化およびキャリアパスの保護に関する2016年8月8日付法律により定められる開示すべき情報の一覧に、会社により締結される包括的契約およびそれらが会社の経済的な業績に与える影響ならびに従業員の雇用条件が加わった。

EDFおよび一部のEDFの子会社はかかる規定に該当する。

フランス商法第L.225-102-1条は、子会社および被支配会社に対し、RSE情報がかかる子会社および被支配会社を支配する会社によって公表されており、その詳細をかか子会社または被支配会社が公表し、その経営報告書にかかる情報へのアクセス方法を記載している場合、公開しなくてもよい権限を与えている。さらに、子会社および被支配会社がフランスで設立され、環境保護指定施設（許認可および登録に基づくICPE）を有し、かつ情報を連結することができない場合、それぞれの施設についての情報を提供しなければならない。

経営報告書に記載される社会・環境情報は、フランス商法第R.225-105-2条の規定に基づいて任命された独立した第三者機関によって検証が行われなければならない。2013年5月13日付命令は、特に、独立した第三者機関がその任務において遵守すべき規則を定めている。当該機関によるかかる検証は、必要情報が経営報告書内にすべて存在し、その情報についても正確であるという十分な見解が存在する証明となる。

欧州レベルでは、加盟国間の非財務情報の透明性を高めることを目的とした2014年10月22日付指令2014/95/EUは、「環境問題、社会および従業員に関連する問題、人権の尊重、反汚職ならびに賄賂問題」に関する情報を含めた非財務報告書を作成することを大企業に要求する。また、かかる指令は、かかる企業に対して「企業の経営、管理および監督機関に関連して適用される多様性の方針の詳細」を提供するよう要求する。かかる指令は、2016年12月6日より前にフランス法に置き換わるはずであった。1月28日付で官報において公布された、平等および市民権に関する2017年1月27日付法律第2017-86号第216条により、フランス政府は、法律が制定される6か月以内に、指令2014/95/EUを置き換えるために必要な法令上の規定を命令によって定める権限が付与される。

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ール（PCT）に関する規制に服する。

1996年9月16日付指令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 dm³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。

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、政令第2015-1737号および2015年12月24日付命令第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。EDFの最初の報告書は、2012年3月にEDF年次報告書の指標部分において公表された。

当該報告書の作成または提出を怠った場合は、1,500ユーロ以下の行政上の罰金を科せられる可能性がある。

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。

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条から第R.233-2条および第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、2015年12月4日に監査報告書の要約をイル・ド・フランスの知事に送付した。

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（直接的または間接的）または全国証明書登録簿を通じた他の「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证するため、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日に終わる予定である。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命令が、かかる新たな期におけるCEEの発行のための条件を決定する。

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年については150TWhcに設定されている。

さらに、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、2018年1月1日から2020年12月31日までの第4期について規定した。2016年11月29日に高等エネルギー理事会によって検討され、2017年度第1四半期中に公布予定の命令の草案によって、次の期の省エネ目標値が規定される見込みである。システムの第4期では、1,200TWhcの義務およびエネルギー貧困に苦しむ世帯のための追加400TWhcの義務を規定している。

かかる義務レベルは、従来型の省エネ証書については71%、不安定なエネルギー環境にある世帯向けの省エネ証書については167%と、第3期のレベルと比較して大幅に上昇した。かかる上昇は、かかるシステム、とりわけ不安定なエネルギー環境にある世帯向けの省エネ証書に関するシステムの効力は2016年1月1日以降にしか生じておらず、その効力のおよぶ範囲が未だに示されていないという点から、より一層注目に値する。

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）。

刑法による環境保全

2008年11月19日付指令2008/99/ECは、刑法による環境保全に関する指令であり、その主たる目的はすべての加盟国が罰則を課すべき深刻な環境被害をもたらす行為を認定することであり、かかる指令は、フランス環境法に記載される刑罰を調和させるフランスの2012年1月11日付政令第2012-34号の根拠となっている。

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、ICPE規制に服する特に発電事業を行うのに必要な空冷塔および基礎原子力施設（BNF）を運転している。EDFは、その他の義務の中でもとりわけ空冷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）。

（ ） EDFグループの施設および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施設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あ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。

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2つの命令(第2014-285号および第2014-284号)および2014年5月26日付命令により補完される当該規定は、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3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。

(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(BNF)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。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(原子炉については、炉心への燃料装荷への許認可に相当する。)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、約15の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より厳しい行政罰および刑事罰の規定が創設された。

加えて、2014年7月、欧州連合の理事会は、2014年7月8日付理事会指令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。

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NSA内に、国務院および最高裁判所裁判官からなる制裁委員会を設置することにより、NSAの制裁権限が強化されている。

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許可される。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な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1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よる（「第23（2）（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、これらの資産は別の勘定において計上さ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号に置き換わった理事会指令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1 mSv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日付理事会指令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
布が条件となり（公開討議が現在行われており、一定の機関を諮問しなければならない。）、規定では、遅くとも2017年7月
1日までに生じる予定となっている。

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） 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、1,200百万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1,500百万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。

原子力発電所に關し、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23（3）（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、セベソ3指令の規定ならびに財務保証を行う義務（「第23（3）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に服する。

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（SO₂）、酸化窒素（NO_x）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。

(二) 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）（ ）（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関係する（「第2 3（3）（ ）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 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、2016年1月29日付政令第2016-65号およびその施行命令である委託契約に関する2016年2月1日付命令第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。

一連の規定、具体的には、水力発電施設の行政管理を改善し、操業許可を更新することを鑑みて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 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、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日付命令、ならびにデジタル国家のための2016年10月7日付法律により、水力発電委託契約の履行に関する当該法律が完成する。

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、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23（2）（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.342-25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。

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。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）（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。

（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。

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）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、このため同規則は、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詳細な書面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、2016年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5「連結範囲の変更」を参照。

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EDFおよびEngieグループの2つの子会社の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量作業を行うことである。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)(八)EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。

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)(二)核燃料サイクルおよび関連する問題」、「第2 3(2)(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)(ロ)フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」、「第2 3(2)(ヘ)原子力発電所の廃炉」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48に記載されている。

上記の契約に加え、EDFおよびAREVAは、2015年および2016年に、EDFによるAREVA NPの独占的支配権の取得、EDFが80%を保有する、新規原子炉プロジェクトの設計および管理を最適化するための専門会社の設立、ならびに戦略的および包括的な産業パートナーシップの締結を規定する、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(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。かかる取引の完了は、複数の前提条件に依然として服する(「第2 3(2)(八)(d)EDFとAREVAとの間における協定および株式譲渡契約」を参照。)。

当グループの組織

() 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、2016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。

() 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。

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およびその子会社の間の資金の流れは、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。2016年にEDFは連結子会社から合計2,194百万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。

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。

当グループの企業責任の新たな目標が公表され、その開始の一環として、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。人事目標に含まれるこれらの3つの分野は、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、実務的な措置を通して実施される、以下の5つの基本的価値観に基づく。

- ・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

2016年における当グループの従業員数

2016年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計約154,845名であり、そのうち68,464名はEDF、38,742名はEnedis、および47,639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。

当グループの従業員数は、継続的に低いエネルギー価格および市場の自由化に関連する競争圧力の背景に反し、2015年末と比較して減少している。

フランス国内の当グループの従業員数

2015年以降の従業員数の減少の背景に反して、EDF SAの従業員数の内訳は、当社の産業的課題（グラン・カレナージュ（Grand Carénage）、EPR）、当社が直面している商業的競争の激化、ならびにイノベーションおよびデジタル経済をより受け入れようと努める当社の全部門による第三次分野における生産性の向上および簡略化の取組みによって変化した。したがって、2016年における専門分野の従業員数の割合は増加した（60%超）。

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。

	2016年	2015年	2014年
EDF	68,464	71,580	72,181
発電・エンジニアリング	40,843	41,789	41,545
販売業	9,667	10,860	11,543
本社	10,801	11,450	11,473
島部エネルギー・システム	2,986	2,985	3,005
EGI契約による雇用ではないICDI（無期契約）および CDD（臨時契約）	4,167	4,496	4,615
Enedis（旧ERDF）	38,742	39,030	38,859
その他のフランス国内の子会社：	22,497	22,796	21,067
Électricité de Strasbourg、TIRU、EDF EN、SOCODEI、 CHAM、EDF PEI、G2S	6,981	6,760	6,860
Dalkia、Citelum	15,516	16,036	14,207
フランス国内合計	129,703	133,406	132,107

当グループのフランス国外の従業員数（連結子会社）

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。

	2016年	2015年	2014年
EDF Energy（英国）	13,404	13,920	14,716
EDF Trading（英国）	966	988	1,011
Edison（イタリア、Feniceを含む（Edisonの従業員数は、 2016年４月１日から2016年12月31日までの期間のFeniceの従業員数を 含む。））	4,949	3,066	3,101
その他のフランス国外の子会社：	5,823	7,732	7,226
東欧	3,797	3,938	4,257
西部欧州諸国および地中海 - アフリカ諸国	1,708	3,467	2,804
アジア太平洋	213	224	76
アメリカ	105	103	89
フランス国外合計	25,142	25,706	26,054

以下の表は、2016年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 35歳以下	36歳以上 45歳以下	46歳以上 55歳以下	55歳超
当グループの従業員数	10,893	45,206	39,828	42,022	16,896

（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、2016年は約18.4百万ユーロ（2015年は18百万ユーロ）であった。

この負担額の代わりに、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（SOCRIFF）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2005年に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。

2016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、2.7百万ユーロであった（2015年12月31日現在は3.3百万ユーロ）。

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

2016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) 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) ()流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2016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) ()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【対処すべき課題】

詳細については、「第2 3(1) EDF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、当グループが現在認識していないかまたは重要でないと思込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、当グループの事業に関連するリスク、当グループの原子力事業に関する特定リスク、ならびに当グループの組織構造および発展に関連する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を軽減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) EDFグループの内部統制」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

当グループが晒されるリスクに関連する戦略上または経営上の課題は、いくつかの基準からなる。かかる課題から、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。本項では、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。

エネルギー市場の規制に関連するリスクについては、「第３４（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。
- ・特にエネルギーおよび持続可能な開発に関する公共政策。
- ・相互接続された電力システムの安全要件。

「第３４（１） 当グループの事業に関連するリスク」では、EDFグループが工業生産ならびに販売およびサービス業務を行う際の、当グループの事業モデルの具体的な内容およびその変化に関連するリスクについて説明する。

「第３４（１） 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ついて説明する。これには、特に原子力安全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。

「第３４（１） 当グループの組織および当グループ内の変更に関するリスク」には、当グループの組織および当グループ内の変更から生じるリスク要因について述べる。

主要なリスク要因		範囲
エネルギー市場の規制	・ 欧州のエネルギー市場における競争の激化	フランス - 欧州
	・ 価格およびエネルギー産業規制枠組みの変化	フランス - 国外
	・ エネルギーの送配事業の管理	フランス - 欧州
当グループの事業	・ 自然環境または人間環境に重大な悪影響を与える可能性のある施設	フランス - 欧州 - 国外
	・ 必要な行政の許認可の付与および更新	フランス - 欧州 - 国外
	・ 公共サービス委託に基づく一部の業務の遂行	フランス - 欧州（特にイタリア）
	・ 欧州エネルギー卸売市場の価格および二酸化炭素排出権価格の変動に対するエクスポージャー	フランス - 欧州 - 国外
	・ 環境および健康に関する規制ならびに省エネ証書の変更	フランス - 欧州 - 国外
	・ 不利な経済情勢および気象条件ならびに / または労働災害の発生	フランス - 欧州 - 国外
	・ 重要プロジェクトの統制	フランス - 欧州 - 国外
	・ 当グループが使用する技術に関するリスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 特定の地域または国における政治、マクロ経済または財務状態に関するリスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 英国の欧州連合離脱	フランス - 欧州
	・ 当グループが購入する機器またはサービスの価格の変動	フランス - 欧州 - 国外
	・ 金融リスクおよび金融規制の変更に関するリスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 当グループのカウンターパーティーの債務不履行	フランス - 欧州 - 国外
	・ 訴訟、仲裁および規制当局による調査のリスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 人的リスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 当グループの情報システムの障害および悪意ある攻撃	フランス - 欧州 - 国外

当グループの原子力事業	・原子力の安全性	フランス - 欧州 - 国外
	・原子力事業に適用される規制の変更	フランス - 欧州 - 国外
	・原子力事業、燃料供給、パッケージングおよび輸送に携わる供給業者、サービス提供者	フランス - 欧州 - 国外
	・原子力発電所の維持管理および耐用年数	フランス - 欧州 - 国外
	・ 1基または複数基の原子力発電ユニットの発電または建設を中止するフランス当局の決定	フランス
	・ 欧州加圧水型原子炉の建設中に直面する可能性のある困難	フランス - 英国
	・ 使用済燃料、放射性廃棄物、ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の長期管理に伴う処理業務に関する責任	フランス - 欧州 - 国外
	・ 既存の原子力発電所の解体	フランス - 欧州（特に英国） - 国外
	・ 長期的な原子力コミットメントの費用を賄うため当グループが設定する専用資産の増額	フランス - 英国
当グループの組織および当グループ内の変化	・ 少数株主持分の開発、取得、売却および譲渡、再編および保有	フランス - 欧州 - 国外
	・ 株主であるフランス政府による当グループの重要な決定への介入	フランス
	・ EDF株式の市場価格の変動	フランス - 欧州 - 国外
	・ EDFおよびEngieに共通する人事管理制度	フランス - 欧州
	・ 当グループが事業展開している国における政治的、経済的または社会的な不安定	フランス - 欧州 - 国外
	・ 当グループの人事管理、年金契約および従業員給付に関するリスク	フランス - 欧州 - 国外
	・ 当グループに適用される IFRS 基準の変更	欧州 - 国外

エネルギー市場規制に関連するリスク

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）（ ）フランス市場について」を参照。）。EDFは、競合が激化する中（新たな規制、新たな競合者の出現、既存の競合者の合併、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。36kVA超の電力の申請をしている施設に関して、2015年12月31日で規制料金が終了したことにより、EDFは市場シェアを失った（「第2 3（2）（ ）（ハ）規制電力販売料金契約」を参照。）。この市場シェアの減少は、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。2016年12月31日現在、EDFの全最終顧客に対する電力売上高の市場シェアは70%であり、2015年末から - 7ポイント下落した。2016年、顧客喪失が最終顧客に対する供給量に与えた影響は、企業用顧客に対する - 30.3TWhを含め、 - 39.9TWhである。これに対して、EDFの天然ガス市場シェアは5.7%であり、前年同期比で0.7ポイント上昇した。2016年9月30日現在、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）によると、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13.2%、非住宅用顧客市場については17%であり、敷地の面でのガス市場シェアは、それぞれ22.1%および38.1%であった。

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。したがって、一部の国（または国の一部の地域）においては、当グループは主として、フランス国内同様、市場シェアを守り費用を抑制するために守勢的な戦略を進めなければならない。これに対し、ベルギー、イタリアまたは英国といった他の国々においては、当グループは、市場シェア獲得および費用抑制に向けたより攻勢的な戦略を進めなければならない。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通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（統合規制販売料金およびTURPEについては、「第2 3（2）（イ）公共送電網使用料金（TURPE送電料金）」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）（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の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。また、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、かかる規制料金のアクセス条件の変更も勧告することができる。料金設定の決定に対して、一部の利害関係者が法廷で異議を申し立てる可能性もある。

また、NOME法は、EDFと競合する電力供給業者のために、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）も規定した（「第2 3（2）（イ）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。フランスのエネルギー規制委員会（CRE）による勧告を受け、フランス政府は、2016年11月14日付の命令により、その他の事業者がEDFとのARENH枠組み合意を解除する権限を有する条件を厳格化し、前述の仲裁機会を四半期に1回に制限した。フランス環境省も、2016年10月25日、「半年に1回の仲裁に関連する投機のリスクを防ぐためARENH命令を改正する」と発表した。かかる命令の改正は未だ施行されておらず、またその他の供給業者が年に1回仲裁を求めてEDFに損害を与えることを制限するいかなる措置も現在予定されていない。

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。

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、将来的に変更され、より制約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、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。

当グループは、そのフランスの電力市場における地位から、競合事業者に比べてその拡大が制限されるリスクに直面している。

EDFは、市場の自由化に伴い市場シェアに減少が見られるものの、今後数年間にわたりフランス電力市場（特に、発電および供給）において最大の事業者の地位を維持するものと予想される。

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、多年度エネルギープログラム（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。

EDFは、競争および非差別化に関して適用される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、これらの規則が遵守されていないとの理由で申し立て、訴訟を提起しており、また、提起する可能性があり、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（「Solairé Direct」、「補償を求める太陽光発電分野の事業者による訴訟」、「太陽光発電事業者訴訟」、「Eole Miquelon」および「Xélan」を含む、「第6-3（2） EDFに関する法的手続」を参照。）。

さらに、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）（ ）欧州の規制」ならびに「フランスにおける水力発電委託の入札の競争の激しさ」、「CSPEの上限額についての調査」および「容量メカニズムの調査」を含む、「第6-3（2） EDFに関する法的手続」を参照。）。これは、当グループのモデル、事業および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

送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。

フランスにおいてRéseau de Transport d'Électricité（RTE）およびEnedisがそれぞれ行う送電事業は、すべての利用者が公平にアクセスできるよう、発電事業およびマーケティング事業からの独立性を確保する方法で運営されている（「第2-3（2） フランスの規制業務」を参照。）。

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。2016年、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対してRTEが保有する株式資本の49.9%を売却する契約を締結した。EDFは、一部の戦略および業務上の決定について支配権を失うことによる影響を受ける可能性があり、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、EDFは、EDFの事業、第三者に対する潜在的な責任および資産の収益性に影響を与える要因に関連する特定リスクに引き続き晒されることになる。

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。EDFの完全子会社であるEnedisは、2008年1月1日から営業している。EDFは、一部の戦略および業務上の決定について支配権を失うことによる影響を受ける可能性があり、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、EDFは、EDFの事業、第三者に対する潜在的な責任ならびに資産の収益性に影響を与える要因に関連する特定リスクに引き続き晒されることになる。

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） 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。

2017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7,430.9百万ユーロに達する（2017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2016年7月13日付決定）。

当グループの事業に関連するリスク

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、自然災害または外的攻撃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は、「第3 4（1） 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、事故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線付近の電磁場）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運営もしくは建設に対し、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）（ ）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（排出物の不十分な管理、加圧下の石油で絶縁された電力供給線の漏電、施設の浄化の失敗、病原性微生物、アスベスト、ポリ塩化ビフェニル（PCB）、温室効果ガスの排出量等）の発生源となるかまたはなっていた可能性がある。特に、施設（火力発電所、変圧所、炭化水素の探査および産出、貯蔵容量等）によっては大量の有害物質（具体的にはガスや燃料油等の爆発物または可燃物）が保管されている。これらの施設は、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（「第3 4（2）（ ）（口）環境品質に関するアプローチ」を参照。）、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。しかしながら、外的脅威に対するすべての安全対策と同様に、当グループは、あらゆる事態にそれらが完全に効果的であると保証することはできない。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、当グループのイメージ、事業、業績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

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（発電、送電および配電）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、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）（ ）（口）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）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（「第2 3（2）（ ）（口）配電事業」を参照。）。

2015年12月、Enedisによる「通信」メーター（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）（ ）（二）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）（ ）送電 - Réseau de Transport d'Électricité（RTE）」および「第2 3（3）（ ）フランスの規制：フランス・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）（ ）（二）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）（ ）（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。

フランス国外では、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。

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が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非規制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、2015年後半に企業向けの規制料金が終了したことで、市場価格に対するEDFのエクスポージャーは拡大した。フランス市場の電気に関するエクスポージャー・レベルは、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、フランス市場に対する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65%に相当すると推定される。

フランスの電力スポット価格は当年中大きく変動し、2016年の平均は、2015年と比較すると1.7ユーロ/MWh（すなわち-4.5%）下落して36.7ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、主として当年度第1-4半期の状況によるもので、これより程度は小さいものの第2および第3-4半期によるものでもあった。2016年度第4-4半期の平均スポット価格は、2015年度同期より19.2ユーロ/MWh高かった。

英国の電力スポット価格は2015年より11.8%下落し、2016年の平均は49.1ユーロ/MWhとなった。しかしながら、英国においては9月から11月がピークで、9月19日には199ユーロ/MWhまで上昇した。イタリアの平均スポット価格は、2016年、前年から18%下落して42.8ユーロ/MWhとなった。

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、世界市場における商品価格、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）（イ）（a）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。

二酸化炭素排出権価格の変動は、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。

当グループは、事業活動の一環として、欧州市場において二酸化炭素排出権を取引しているため、この市場の価格変動に影響され、これが電力の卸売価格の形成に影響する（リスク要因における「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が影響を受ける可能性がある。」を参照。）。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、地球温暖化対策およびEDFグループの両方が不利益を被るリスクがある。

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、数が増加しつつあり、かつ厳しさを増している環境保護および公衆衛生のための規制の対象となっている。かかる規制は、当グループのエネルギー生産、送電および配電等の産業活動、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）（ ）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）（ ）EDFグループの施設および事業に適用される規制」を参照。）。また、親会社および下請業者に対して、当該会社および当該会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、注意義務を定めた法律が施行されれば、フランスの規制枠組みは間もなく強化されるであろう。労働衛生の分野においては、就業中の労働者の安全および健康の向上を促す措置の導入に関する1989年6月12日付指令89/391/EEC、就業中の化学物質に関するリスクからの労働者の安全衛生の保護に関する1998年4月7日付指令98/24/EC、ならびに就業中における発がん性物質または変異原性物質への暴露に関するリスクからの労働者の保護に関する2004年4月29日付指令2004/37/EC等の欧州規則が当グループに適用される。

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）EDFに関する法的手続」における「環境訴訟」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。

さらに、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重大な悪影響を与える可能性がある（「第2 3（3）（ ）欧州の規制」および「第2 3（3）（ ）フランスの規制：フランス・エネルギー法」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。

当グループは、環境リスク管理および防止政策を遂行している（「第2 3（1）（ ）持続可能な開発」を参照。）。この点に関して当グループは、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（すべての運用企業および大部分の稼働企業を含む。）、複数のフランス子会社（Dalkia、Électricité de Strasbourg、EDF Énergies Nouvelles等）、およびEDF Energy、EDF Luminus、EDF Trading、Edisonを含む多数の国外子会社である。この認証の枠組みにおいて定められているプロセスは、当グループの環境リスク管理、特に規制面および主要な環境問題に関する管理を強化する助けとなり、利害関係者に対して体系的でニーズに合わせた組織を保証する。また、当グループの事業が生態系にもたらす影響および依存状態に関するリスクおよび機会をより正確に評価するため、EDFは、各事業ラインにおいて生態系サービス・レビュー（ESR）（世界資源研究所（WRI）および持続可能な発展のための世界経済人会議（WBCSD）が考案した手法）を行っている。

同様のアプローチは、施設の運営によっても行われている。環境および生物多様性に対する影響は、公共団体（Ifremer、IRSN、Irstea、Onema）によって監視されている。結果は公開され、誰でも閲覧できる。

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。

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。また、2018年1月1日から2020年12月31日までのスキーム第4期についても規定している（「第2 3（3）（ ）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。）。この3年目標における上方シフト、エネルギー供給業者間の競争激化、経済危機、または主要な預金の減少により、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。

EDF SAまたは当グループの子会社が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した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） 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（国境間交換を行う市場ではこの特定はより困難なものとなる。）、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） （ ）危機管理方針」を参照。）。

フランスでの暴風雨クラウド（2009年）およびシンシア（2010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発電、送電および配電施設の耐性を強化し、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） 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） （ ）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（「第3 4（2） （ ）危機管理方針」を参照。）にもかわらず、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、気象条件および事業の季節変動性、より具体的には気候変動の物理的效果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） （ ）（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） （ ）（ハ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。これは、しばしば冬季の暖房使用期間と関連して、サービス事業活動についても同様である。

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。

さらに、EDFグループの事業は、気候変動の物理的效果によって大きく影響を受ける可能性が高い。かかる効果は通常予測不可能で、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、電力および当グループが提供するその他の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発電資産または計画中の発電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検討または実行することがある。かかるプロジェクトの例としては、フラマンビル3のEPRプロジェクト（「第2 3（2）（ ）（ロ）フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」を参照。）、ヒンクリー・ポイントC（「第2 3（2）（ ）（ハ）（a）ヒンクリー・ポイントCのEPR」を参照。）、および台山（「第2 3（2）（ ）（ハ）（b）台山のEPR」を参照。）が挙げられる。これらのプロジェクトの完成は、費用の抑制および建設の遅れといった多くの制約に晒される。

このため、フラマンビルEPRプロジェクトの実施スケジュールおよび予算の限度額は、過去には見直しが行われたが、2015年以降は変更されていない。台山EPRの実施スケジュールは改定され、2017年度下半期には1つ目の原子炉の商業的稼働が予定されている。2つ目の原子炉の商業的稼働は、2018年度上半期に予定されている。また、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの費用総額は、名目で180億英ポンド（名目費用および現在原価は、支出時点の価額で表示される費用である。これらには毎年のインフレーション費用が含まれ、中間利息は含まれない。）、EDFグループの負担分は120億英ポンドとなる見込みである。期待収益率は約9%、この収益率の感応度は建設が12か月遅延したとして約45ベシス・ポイントである（「EPRの建設は、実施スケジュールもしくは予算限度を守れない可能性または完成に至らない可能性がある。」と題するリスク要因を含む、「第3 4（1）当グループの原子力事業に関する特定リスク」を参照。）。

さらに、かかるプロジェクトの完成は、技術、運営、経済または環境に関する様々な不測の事態に左右されるため、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。

当グループが選択した技術がより効率性の高い技術に追い越される可能性がある。

技術開発を先取りするため、当グループは持続的かつ破壊的な技術革新について常に把握しようと努めている。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。

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、事業の地理的範囲により、特定の地域または国における政治的、マクロ経済的もしくは金融の状態または環境に対して脆弱である場合がある。

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。かかる「カントリー・リスク」の最近の事例としては、2016年の大統領選挙後に米国の新政権が実施する可能性のある政策に関する不透明感、ならびにイタリアにおける2016年

12月の国民投票で憲法改正案が否決されたことに伴う政治不安およびその後の政権交代が挙げられる。また、2017年にフランス、ドイツおよびその他のユーロ圏諸国で行われる予定の選挙も、政治的な予測不可能性に寄与し、またいずれかの国がユーロ圏もしく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。

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、および英国の離脱に関する取決めについては、欧州連合条約第50条に規定された離脱手続を英国政府が正式に開始する日から最長2年（延長を除く。）の間に交渉される。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。またこの国民投票を受けて、欧州連合の他の複数の加盟国政府が、欧州連合の現在の制度的および政治的枠組みについて批判を表明した。

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、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、短期的なものに限定されると思われる。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修正され、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する投資家（欧州、アジア、米国その他）の勧誘または撤退につながる可能性がある。

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。

当グループの業績は、事業運営のために購入する（核燃料以外の）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商品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・ガス火力発電所用設備、風力タービン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格付を含めた多くの要因に依存している。EDFおよびEDFの既存の負債は、かかる格付を行う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）（ ）格付」を参照）。EDFの格付は、2016年に引き下げられた。EDFの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。

・また、組織的なエネルギー市場および金融市場の慣例により、カウンターパーティー・リスクを制限するために、当グループの一部の事業体は特定の店頭取引についてマージン・コール・システムを設定した。デリバティブ市場への導入過程に対する規制を考慮すると、当該マージン・コール・システムは、近い将来、当グループにとってより大きな機会を創出する可能性がある。金融市場およびエネルギー市場のボラティリティが高い場合、かかるシステムの設定の結果、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）（ ）（口）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）（ ）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）（ ）株式リスクの管理」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。金利の変動は、当グループが最適な条件で資金を調達でき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、（ ）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（ ）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。そのように引当金が増加すれば、（ ）債務証券の格付に影響し、（ ）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（「使用済燃料の処理業務および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。」と題するリスク要因を参照。）（「第3 7（6）（ ）金利リスクの管理」を参照。）。

EDFグループの負債が固定金利と変動金利に分かれていることから、金利が1%変動すると、税引前利益は303百万ユーロ変動する。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、15百万ユーロとなる。

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り引かれる、EDFグループの長期原子力コミットメント（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（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、専用資産への割当てが必要となり、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。2017年および2018年のTEC30のために行われた仮定に基づき、規制上限のために検討された新たな計算公式によると、2017年後半の割引率は4.1%、2018年後半は3.9%になると思われる。その他すべての条件が同じだとすると、引当金は増加し（関連税効果を除く。）、2017年後半は735百万ユーロ（専用資産によって賄われる引当金588百万ユーロを含む。）、2018年後半は1,470百万ユーロ（専用資産によって賄われる引当金1,176百万ユーロを含む。）になると推定される。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%に達していれば専用資産に割り当てる必要はない。

・割当てを行う期間：適用されるルールは、割当てを進める期間として最大3年間を設定することが可能と規定している。

また、原子力引当金が増加した場合、引当金のカウンターパーティーが当初資産として計上されていた部分については対応する資産が増加し、その他の部分については財務収益となる。2016年12月31日現在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」には、割引率が20ベシス・ポイント低下した場合、原子力引当金の価額に対する影響

は、損益計算書上の費用690百万ユーロを含む1,357百万ユーロの増加と予測され、その差額分、当該資産の貸借対照表上の価値が増加する、と明記されている。

割引率の上限についての規則に関して、経済および財務、ならびに環境・エネルギー・海洋の各担当大臣は、2017年2月10日、2017年から割引率の規制上限の計算公式を改定するとの決定を発表した。この決定により、2007年3月21日付の命令（2015年3月24日付命令により改正）が変更されることになる。この改正は、原子力事業者および公的機関による作業を受けたものであり、原子力負債の存続期間が長いことおよび長期原子力負債調達の証券化における健全性維持目標を考慮した上限比率の公式を採用するよう設計されている。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。

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（2016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。）。

- ・引当金のカウンターパーティー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。

かかるリスクが組織される方法および適用される管理原則については、「第3 4（2）（ ）リスク管理および統制に関するアプローチ」および「第3 4（2）（ ）（イ）（b）金融リスクおよび投資の統制」に記載されており、かかるリスクの統制方法については、「第3 7（6）金融リスクの管理および統制」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。

金融規制の変化は、トレーディング業務の収益性に悪影響を与え、エネルギーおよび金融市場リスクのヘッジ業務の費用を増加させ、より一般的には新たな規制の不遵守リスクを高める可能性がある。

2008年の金融危機を受け、国際デリバティブ市場は大規模な改革を行った。かかる改革により、具体的には、欧州においてEMIR（欧州市場インフラ規制、2012年7月4日に欧州議会および理事会によって採択された規制第648/2012号）が採択されることとなった。かかる欧州イニシアチブは、米国のドッド・フランク法等、他の法域において異なる形態で追隨された。かかる改革は、金融規制機関の監督の下、段階的に導入されている。かかる改革は、特にデリバティブ取引における一般的な決済または担保の授受の要件の採択を目指すものだが、銀行と類似する業務を行わない企業に対する例外も含まれる。

当グループの「エネルギー市場リスク」方針の一部であるエネルギー市場リスク管理業務（「第3 4（2）（ ）リスク管理および統制に関するアプローチ」および「第3 4（2）（ ）（イ）（a）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）ならびに「第3 4（2）（ ）リスク管理および統制に関するアプローチ」および「第3 4（2）（ ）（イ）（b）金融リスクおよび投資の統制」に記載されている内部統制方針の一部である金融リスク管理に関連して、EDFグループはヘッジおよびトレーディングを目的としたデリバティブ取引を実施している。

現行の金融規制は、欧州の機関によって改正されるかまたはより厳格化する可能性があり、これによってトレーディング業務の免責事項の範囲は大幅に制限される可能性がある。

そのため当グループは、かかる規制の直接的な影響またはこの方向に市場のプラクティスが行われていることが原因で、デリバティブ取引のより大きなシェアに対する担保の清算もしくは授受を行うことを今後要求されることはないことを保証することはできない。上記の事象が発生した場合には、当グループは、エネルギーおよび金融市場のリスクヘッジおよびトレーディング取引の遂行のために、（現金、銀行保証、株式等の形態で）追加的な金融保証を提供する必要性が最終的に生じ、これによりヘッジ費用は増加し、トレーディング収益は減少する可能性がある。

さらに、エネルギー卸売市場の健全性および透明性に関する欧州規則第1227/2011号（REMIT規則）（「第2 3（3）エネルギー卸売市場に関する規制」を参照。）ならびに市場での濫用行為に関する欧州規則第596/2014号（MAR規則）は、市場における濫用行為および市場操作を防止し、消費者および市場関係者の信頼を高めることを目的としている。これらの規則は、発行体に対して、統制および透明性関連の要件を課す。当グループは当グループの実務がこれら2つ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、とりわけMAR規則の最近の性質、および国の規制当局による解釈が新しいまたは異なることを考慮すると、これらの規則の規定を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）（イ）（b）金融リスクおよび投資の統制」に記載されている。

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、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）（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。

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。

放射能のイオン化について当グループが講じている措置については、「第2 3（2）（ハ）環境、原子力の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）EDFに関する法的手続 - アスベスト」および「第6 3（2）EDFの子会社および持分に関する法的手続 - 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。

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。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。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。

当グループの原子力事業に関する特定リスク

EDFの原子力事業は、以下の理由から特定リスクを有する。

- ・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ジェクトの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、公的機関がEDFに対して原子力分野の指導的役割を委託しており、これにはかかる統合および管理義務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。
- ・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。また、かかるプロジェクトには、画期的な新技術の取得および習得が必要となる。
- ・原子力安全当局からの要求が増え、監督が強化されたことで、EDFの法令遵守費用およびリスクは増加する可能性がある。

EDFグループは、稼働中の発電所数という点において世界の主要な原子力発電事業者である（世界で稼働中の449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（出典：国際原子力機関、「原子炉情報システム」。出典：<https://www.iaea.org/pris/>は、2017年2月8日現在、世界で449の原子炉が稼働中であるとしている。））。原子力発電は、フランスにおける設備電力の48.3%および総発電量の72.3%を占めている（出典：2016年電力報告書 - RTE、13ページ（<http://www.bilan-electrique-2016.rte-france.com/>））。EDFは、英国内の原子力資産も運営しており、2015年の発電量の19%を占めている（出典：<http://www.iaea.org/pris/>）。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。したがって、EDF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、競争上の大きな優位性を有している。また、当グループは、フランス、英国、中国および（潜在的に）他の国々における新規原子力発電所の建設プロジェクトにおいて積極的な役割を果たしている。

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。福島原子力発電所事故後の初期の分析から、EDFは、大きな問題の生じた施設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仕組みを通じて、原子力事故即応部隊（FARN）と呼ばれるフランスの危機管理組織を強化することを決定した（「第2 3（2）（ ）（八）環境、原子力の安全性および放射線防護」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（WANO）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、原子力発電所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23(3)(口)基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第34(3)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23(3)(口)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34(3)(口)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34(3)(口)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34(3)(口)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11日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。

世界中のどこにおいても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。

2011年3月11日の日本北部を荒廃させた地震および津波の後に生じた日本の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。このような種類の事故は、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。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営業状況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、また国家安全保障上の問題（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23(3)(口)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。

これにより当グループの原子力発電所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。

例えば、EBITDAは、主として追加評価に伴う操業停止および供給停止の延長により、2016年の原子力発電量は2015年から - 32.8TWh減少したことで、推定 - 1,274百万ユーロのマイナスの影響を受けた。

当グループは、その原子力事業に関して、限られた数の請負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、限られた数の請負業者および相応の資格を有する熟練した人員に依存している。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

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AREVA、WestinghouseおよびAlstom（2015年11月にGeneral Electricが取得）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および統治の変更もまた、実施されるサービスおよび提供される商品の費用または質に影響を与える可能性がある。

2015年および2016年にAREVAの工場において見られた故障により、稼働中の原子力発電所の供給力および新たな原子力プロジェクトのための機器の提供に重大な影響を有しており、今後も有する見込みである（「第2 3（2）（ ）原子力発電」および「第2 3（2）（ ）新たな原子力プロジェクト」を参照。）。

2016年にAREVAのル・クルーゾ工場において発見された異常を受け、現在、数か月にわたる系統的監査が計画されており、これにより原子力ユニットの供給力および当グループの財務実績に悪影響が生じる可能性がある。

これらの異常は、AREVA原子炉事業取得取引における特定リスク統制条項の対象である。2016年11月15日にEDFとAREVAとの間で締結され、AREVA NPの完全子会社である企業（NEW NP）に対する独占的支配権をEDFに与える持分売却条件を定めた契約は、ル・クルーゾ工場ならびに必要なサンマルセル工場およびジュモン工場における発電機器の品質管理における異常の発見に係る契約上の義務について、AREVA SAが引き続き保証を行うこと、ならびに2017年度下半期に予定されている当該取引の完了は、フラマンビル3原子炉の一次回路の検査結果に関してASNから肯定的な結論を得ること、ならびにル・クルーゾ工場、サンマルセル工場およびジュモン工場における品質監査が完了し満足のいく結論が出ることを条件とすること、を規定している。かかる条項にかかわらず、これらの異常は、特にNEW NPの事業に対して悪影響を与える可能性がある。AREVAの業績水準に対するEDFグループの依存、またはAREVA SAによる保証でカバーされないリスクの発生は、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

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、AREVA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）（ ）（二）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。

原子力発電所を運営する上で、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い可能性があり、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）（ ）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

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）（ ）（イ）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）（ ）（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安全性の再評価の際、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（ASN）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）（ ）（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）（ ）（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、特定の蒸気発生器が安全に稼働できることを確認するため、EDFが運営する多数の原子炉の操業停止を義務付ける、さらなる統制が行われている。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）（ ）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、ベルギーおよび米国）において原子力発電所を運営し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。2014年および2015年の英国では、「RAG」型原子炉（改良型ガス冷却原子炉）で発見された不備により、その他の3つの同様の原子炉についてさらなるテストが実施され、現在の専門知識の結果が出るまでの予防措置として、4つの原子炉は低出力状態でしか再稼働を認められなかった。

さらに、当グループがその発電所に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。

当グループは、その発電所の耐用年数について、現行の見積耐用年数を超えて延長するために必要な許認可を取得できない可能性があり、また当該耐用年数の終了まで運営する許認可を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年間安全性を管理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）（ ）（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、2016年末現在には900MWのセグメント・ユニットの80%超が3回目の10年点検を受け、うち9基について、ASNは既に大臣へ最終的な提言を行っており、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これに係る投資を延期し、引き続き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、900-MWe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。

この再評価の「包括的な」段階に関する最終的な見解は、2018年または2019年に交付される見込みであり（「第2 3（2）（ ）（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。）、原子炉ごとに最終的な40年後運営許認可が下される予定である。交換不可能な機器（格納容器および原子炉容器）が最長60年間機能できることを示すため、解決策を考案中である。これらの調査は、審査中の原子力発電所の40年後の耐用年数の安全域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（2016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3.1「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。）。2016年12月31日現在の連結財務書類では、2016年1

月1日付で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、各レベルで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レベル（より新しい1,300MWおよび1,450MW）の償却期間は、延長のための条件を目下満たしていないため、現時点では40年のままである。これら他のレベルの耐用年数を今後延長することは、引き続き当グループの産業戦略の1つである。

しかし、当グループは、フランスの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、特定の条件のもと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20年延長することを目標としている（「第2 3（2）（ ）（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財務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。

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、1つまたは複数のEDFの発電所ユニットの早期終了の決定が下される可能性があり、これは産業的選択ではなく、法適用の必要性の結果である。かかる決定により、フランス憲法院が2015年8月13日付の決定において述べたとおり、EDFは損害補償を受けられるかもしれない、かかる補償の支払いは適用される欧州規則と両立する。このため、フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖に対する補償協定に関するフランス政府との協議が、2016年、2016年12月29日付法律第2016-1918号（改正財政法）において考慮された。かかる協議を受け、補償規定を定義した協定案が策定された（「第2 3（2）（ ）（ヘ）原子力発電所の廃炉」に記載されている。）。また、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と潜在的に関係するものである。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（「第2 3（2）（ ）（ヘ）原子力発電所の廃炉」を参照。）。

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。

EPRの建設は、実施スケジュールもしくは予算限度を守れない可能性または完成に至らない可能性がある。

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、国外での新発電所建設の原型として利用するために、フラマンビルにおいて欧州加圧水型原子炉（EPR）の建設を開始した（「第2 3（2）（ ）新たな原子力プロジェクト」を参照。）。

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。2018年度第4四半期には、核燃料が注入され原子炉が稼働する見込みである。このプロジェクトのために採用される新しい組織およびプロジェクトの進捗については、「第2 3（2）（ ）（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、この予定表の実行は、原子力安全当局が発行する予定の特別な許認可（機器の認定、燃料注入の認可、試運転の認可等）を条件としている。

当グループは、必要な許認可を取得できず、またはかかる許認可が裁判所もしくは行政への質疑にかけられる可能性がある。特に新しい原子炉であるフラマンビルEPRプロジェクトに関しては、製造品質の監査（ル・クルーゾ工場で製造されるAREVA NPの部品について）、およびその後、EUNP要件（原子力圧力機器）の規制を受けた事業を大規模に運営する供給業者と

ともに現場建設期間中の機器の認定、ならびにEPRの試験または操業の初期段階において、技術上の問題またはその他の問題が生じる可能性がある。

これらの問題によって、他のEPRの建設は遅延もしくは妨げられ、その試運転の予定が変更され、またはその性能に影響が及ぶ可能性がある。（原子力圧力機器に関するESPNの命令の実施のような）より厳しい規制上の制約は、同様の影響を及ぼす可能性がある。さらに、既に再評価された全体の建設費用は、EDFの現在の見積りより高くなる可能性がある。

中国台山においては、2基のEPR原子炉が建設中で、操業開始段階にある。当グループは、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、これらの原子炉に対して30%の持分を有する。1基目の原子炉は、2016年11月にホット試験段階に入った（「第2 3（2）（ ）（ハ）（b）台山のEPR」および「第2 3（2）（ ）（ヘ）アジア／太平洋」を参照。）。これら2基の原子炉の操業開始または試運転に影響する事象は、フラマンビル3原子炉にも影響を与える可能性がある（追加設計または稼働規定）。

英国においては、英国政府が2016年9月15日、EDF取締役会が承認した条件に基づきヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関するコミットメントを実行する意思を確認した。2016年9月29日、EDFはロンドンにおいて、英国政府および中国パートナーであるCGNとヒンクリー・ポイントC契約を締結した。EDF取締役会がヒンクリー・ポイントCプロジェクトへの投資を最終決定したことで、多数の訴訟が提起された（「第6 3（2） EDFに関する法的手続」における「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」、「EDF SAの中央企業委員会によるパリ地方裁判所の急速審理裁判官への申立て」および「EDF SAの従業員を代表する取締役5名によるパリ商事裁判所への申立て」を参照。）。ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの費用総額は、名目で18十億英ポンド（名目費用および現在原価は、支出時点の価額で表示される費用である。これらには毎年のインフレーション費用が含まれ、中間利息は含まれない。）、EDFグループの負担分は12十億英ポンドとなる見込みである。

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およびサイズウェル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、パートナーの存在にかかっている。

技術および規制に関するリスクについては、英国のEPRプロジェクトのスケジュールおよび予算限度を守れないリスクとともに、「第2 3（2）（ ）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」に記載されている。

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。

核燃料サイクルについては、「第2 3（2）（ ）（二）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AREVA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。第三者に与えた損害について当グループの責任が問われた場合には、原子力発電所の事業者に適用される厳格な特定損害賠償責任制度が、同制度が規定する限度額の範囲内において適用されることになる（「第2 3（3）（ ）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

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）（ ）（二）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2006年6月28日付法律第6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）（ ）（二）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）（ ）（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）（ ）（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、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財務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は限らず、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および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（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）（ ）（二）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（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29.1.2および「第2 3（2）（ ）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。DGECの監視のもと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。かかる費用の変更は、当グループの2016年度下半期の財務書類に計上されている（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29.1.2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。

ただし、現在計上されている引当金の額は数年以内に変更される可能性がある。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（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29.1.5を参照。）。

2016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」（2016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18,460百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は10,658百万ユーロと評価されている。放射性廃棄物の長期管理については、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29,631百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は8,966百万ユーロと評価されている。注記29.1.5.2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。

原子力発電所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。

当グループの原子力発電所の規模を考慮した場合、その廃炉には、重大な技術および財務的課題を要する。当グループは、廃炉（特にフランスの第1世代の発電所の廃炉）に付随する課題（特に技術面での課題）を評価し、その開発すべき解決策を特定してきたが、現在操業しているものと類似した原子力発電所を解体した経験はまだない。ショーAは、既に廃炉が開始さ

れた加圧水型原子炉であり、稼働中の58基と技術面は似ているが設計が古い。第1世代の原子炉のための完全廃炉プログラムが進行中である（「第2 3（2）（ ）（ヘ）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）（ ）（ヘ）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。用地の初期調査は不成功に終わり、2013年にANDRAが新たな調査を開始しており、2015年7月には、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に関連して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（「第2 3（2）（ ）（ニ）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（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29.1.3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（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29.1.5を参照。）。したがって、2016年12月31日現在の財務書類の作成にあたり、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された。）による提案を考慮できるようにした。

廃炉事業の引当金に関しては、年度末の経済状況に基づく費用は26,616百万ユーロと評価され、引当金の現在価値は14,122百万ユーロである。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4,334百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は2,287百万ユーロと評価されている。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。

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）（ ）（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、その持分に応じた財務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、2015年12月31日現在は23.5十億ユーロであったのに対し、2016年12月31日現在は25.7十億ユーロであった（「第2 3（2）（ ）（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）（ ）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」、ならびに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支出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（「第2 3（2）（ ）（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。）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）（ ）EDF SA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、さらなる支払い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）（ ）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

当グループの組織および当グループ内の変更に関するリスク

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、各地域の事業モデルに従って、かつ関連する経験（上流部門と下流部門とのバランス、マーケティング戦略、温室効果ガスの発生レベルの少ないエネルギー源の開発（原子力、水力、風力、太陽光等））を考慮し、CAP2030戦略に沿う形で、フランス国内および国外の双方における電力、ガスおよびエネルギー・サービス産業における拡大を継続する意向である。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。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。）および売却に焦点を合わせた計画を実施している。

原子力発電の分野において、当グループは、予測している拡大を達成できない可能性、海外で開始したプロジェクトを実行できない可能性、または十分な経済、財政および法的状況下においてかかるプロジェクトを実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。開発段階において、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、多額の投資を要する大規模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。現在の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は、改正手続下であり、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、当グループおよびその財務状態に重大な悪影響が及ぶ可能性がある。

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）（ ）（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。

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）（ ）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もと、（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）（ ）（ロ）中東欧諸国」を参照。）。

最後に、当グループは、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）（ ）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）（ ）（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当該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。

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の際に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）新たな投資およびパートナーシップ」を参照。）。

外部的拡大取引は、特に次のリスクを伴う。（ ）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。（ ）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。()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。()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。()当グループが、高額または不利な財務条件で既存の一部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。()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。()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となる可能性がある。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。

市場の自由化により必要となる種々の再編から、EDFグループは業務上および財務上の影響を受ける場合がある。

市場の自由化以降に設置された組織では規制対象事業は競合事業と区別されており、これが顧客の困難またはそれぞれの役割の混乱をもたらす可能性があり、この場合、当グループおよび(特に)エネルギー供給業者のイメージに影響が及ぶ可能性がある。またこの区別は、当グループの戦略および財務目標の策定能力に影響を与える可能性がある。

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。

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、EDFグループおよびEngieグループの2つの供給子会社に属している。)。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）（ ）（ハ）EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

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。

当グループの事業については、「第2 3（2） EDFグループの国際事業」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定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バス・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。

急速に変化する環境（特に、市場の完全自由化、原子力の国際開発、再生可能エネルギーの開発等）における当グループの戦略的目標の達成に関連して、特に機能적および地理的な分野において必要な技能に継続的に適応しかつそれを想定することが必要になる。

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従業員の専門的知識を適応させる機会となるかもしれないが、かかる労働力の入替えによって、知識の移転を想定しかつ最も能力の高い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、技能開発を最大の課題とみなしており、かかる技能者の採用、維持、再配置または入替えを満足のいく条件で適時に行うために必要なあらゆる手段を取っている。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（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た。2016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。2016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19.4年、英国では20.8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。

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、ストライキ、休業、クレームなどの労働問題または混乱もしくはその他の労働問題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において、純投資の管理（Linky、HPCおよび新たな開発を除く。）、営業費用の削減ならびに2020年までの資産売却計画を含む業績計画が承認された。これは、2016年12月14日に開催された取締役会において再確認された。しかしながら、当グループは、業績を向上させるために実施するプログラムが期待された成果をあげるとも、予定された期間内にかかる成果をあげるとも保証することはできない。

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2016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、2016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（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。

（２） EDFグループの内部統制

本項の目的は、当グループ会社に存在するすべての統制手続を網羅することではなく、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、ならびに2016年の主要な長期手続に焦点を合わせ、2016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、AMFリスク管理および内部統制の参照枠組み（2007年1月22日発表、2010年7月22日改訂）に規定された一般原則を遵守している（本項の草稿時、EDFは、主要な国際基準、特にCOSOおよびISO 31000の変更点を考慮したAMFの参照枠組みとの整合性を確認済みである。）。

統制環境

（ ） 経営幹部の管理組織

EDFの経営幹部の組織は、次の２つの主要な原則を反映している。すなわち、規制対象子会社の経営の独立性を維持しながらグループの総合的運営を向上させること、および運営に関わる従業員が意思決定に果たす役割を強化することである。

執行委員会

会長兼最高経営責任者は、当グループ内のすべての事業の代表が参加する執行委員会に依存している。

その構成は、「第５４（２） 執行委員会の構成員」に記載されている。

同委員会は、当グループの経営および戦略に関する事項について検討および協議を行う意思決定機関である。当グループのあらゆる実質的問題および重要な事象をレビューし、経営目標と経営成績を監視し、EDFグループの主要な課題の管理および予測に寄与する。執行委員会は、原則として毎週会議を行う。

「リスク委員会」として行為する執行委員会の会議は、専らリスクの評価および管理ならびに監査活動のチェックを行う。

会長兼最高経営責任者および執行委員会は、2015年初め、2030年までのEDFの進路を決定する「CAP2030」プロジェクトを開始した。このプロジェクトを成功させるために優先的に行うべき議論および活動として、様々な目標が掲げられた。執行委員会は、これらの目標を定期的にレビューする。

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。）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）（ ）（ロ）（a）コミットメント承認手続」を参照。）。

リスク委員会

2015年初め、リスク委員会（構成は執行委員会と同じ。2015年4月13日に最初の会議が開かれた。）が設立された。同委員会は、当グループが晒されるリスクをよりよく管理するための意思決定を担当している。当グループのリスク分類をレビューし、リスク分類において当グループが優先すべきリスクを特定し、かかるリスクの対処戦略を共有する。また、新しいリスクに関する情報交換および警告の場でもある。執行委員会の各委員は、1つまたは複数の優先リスクを担当し、かかるリスクの対処戦略およびそれに伴う行動計画の策定（監査の結果策定されたものを含む。）の責任を負う。また、当グループの監査プログラムも行う。2016年、同委員会は2回会議を開き、具体的には当グループの優先リスクの統制を目的とした行動計画の進捗および有効性を調査した。

原子力安全・放射線防護総括監査官

原子力安全・放射線防護総括監査官は、EDFの会長兼最高経営責任者により指名され、会長兼最高経営責任者に直属するもので、専門分野において監査を行い、また当グループの原子力発電所の総合的な安全性について年1回レビューし、改善すべき点を経営幹部に提案する。

EDFグループ水力発電安全性検査官

EDFグループ水力発電安全性検査官は、EDFの会長兼最高経営責任者により指名され、会長兼最高経営責任者に直属するもので、専門分野において検査を行い、また当グループの水力発電所の総合的な安全性について年1回レビューし、改善すべき点を経営幹部に提案する。

() 内部統制システムの概要および運営

当グループの内部統制システムは、2017年1月23日に開催された執行委員会を受けて承認された方針「グループ機能原則 - リスク管理および内部統制 (*Principes de fonctionnement du Groupe – Maîtrise des risques et contrôle interne*)」に定義されている。

EDFのリスク管理、内部統制および監査の分野において、この方針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。
- ・恒常的な保証：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、ならびにあらゆるリスクおよび活動の全般的統制。

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：この統制は、当グループの各マネージャーの担当業務に基づく。
- ・第2の統制ライン：サポート機能は当グループ共通の要件を定め、その統制を監督する。中でも、機能リスクおよび内部統制は、世界的な統制システムを確実に監督する。
- ・第3の統制ライン：この統制は独立した監査システムである（「第3 4（2）（ ）（口）当グループの監査機能」を参照。）。

すべてのリスク、内部統制および監査プロセスは、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。

これらの基本原則はすべてのグループ企業に適用されるが、実施の手続は各企業（の規模、統治条件および統制レベル）によって異なる。

したがって、経営幹部は、統制される分野について（規制対象子会社を除く。）、統制する子会社およびEDFの主要な事業部門に関してこれらの原則を実施し、かかる子会社および事業部門は複数の業務ユニットまたは子会社を統制する。

各取締役は、「内部統制マネージャー」を指名している。これらのマネージャー（約80人）が構成するネットワークは、当グループのリスク統制部門が管理している。

主要な国際基準、特にCOSO およびISO 31000の変更点を考慮したAMFの参照枠組みに即した内部統制に関する手引書がアップデートされ、それぞれの内部統制システムの実施における参考として、各企業に提供されている。この手引書は、当グループ全体における事業部門を超えた様々なリスク分野を特定し、主要な統制要件を明記している。これは、フィードバックまたは、経営幹部の方針および決定の遵守に関するものを含む新たな統制要件に基づいて、毎年アップデートされる。

2016年末現在、関係する69の企業はそれぞれ、主としてリスク管理および管轄業務の自己評価ならびに進捗行動について記載した、年次内部統制報告書を作成した。各自己評価により、当該企業の取締役は、行った統制のレベルおよび講じた措置について責任を負う。自己評価は、「事業ライン」活動の統制、および、特にAMFの業務指示書に定められた行動分野を含め、内部統制に関する手引書において特定されたあらゆる分野を横断した統制について、報告する。新たな自己評価テンプレートが2015年末に試験導入され、2016年に本格導入された。自己評価テンプレートは、管理責任（取締役の責任）、リスクによる優先順位付け、および事実裏打ちされた統制の実証をより明確に強調することを目指すものである。例年通り、会長兼最高経営責任者ならびに監査委員会（2016年3月23日）、およびその後に取り締役会が、これらすべての文書、および当グループ内の内部統制状況を踏まえた解釈をまとめた報告書を受け取った。

監査部門は、これらの企業について、その重要性に応じて3年から5年に一度、内部統制の健全性レビューを含む包括的監査を行う。

その他の当グループ子会社（規制対象子会社および当グループが多くの持分を有する子会社）については、統治機関におけるEDFの代表者がリスク管理を行う。このため、各子会社におけるリスク分類、内部統制および監査システムの詳述、ならびにリスク分類および監査活動に関する定期的な情報提供（プログラムおよび主要な結果）が確実に行われ、定期的監査を通じてかかる各システムの有効性および妥当性が確認される（規制対象子会社については、有効な規則が定める制限内でかかる責任が果たされる。）。

当グループの監査部門およびリスク部門は、

- ・主要な子会社のEDF代表者に対して、統治機関におけるアプローチの実施および管理の支援をサポートする。
- ・自己の責任分野に該当するより規模の小さい子会社におけるEDF代表者に対して同じサポートを提供する任務を負う関連部門の部長をサポートし、年次自己評価報告書においてかかる事項について報告を行う。

2015年以降、執行委員会が立ち上げた「CAP2030」プロジェクトに関して、内部統制の修正プロジェクトが開始された。この主な目標は、2015年9月、会長兼最高経営責任者に承認された。このプロジェクトは、以下をカバーする。

- ・内部統制：マネージャーの責任を強化し、自己評価ツールを簡素化し、内部統制に関する手引書に記載された様々な要件基準を明確にする。2016年末現在、このプロジェクトはすべての企業で展開されている。

- ・グループ方針：事業部門を超えた要件を定めた既存の文書を要約し、また約40のグループ方針を集成し長期間維持するために見直しおよび簡素化する。目標の集成は、2016年5月9日、執行委員会によって承認された。方針は、段階的な実施に向けて策定／承認されている。本項初めに言及した方針「グループ機能原則 - リスク管理および内部統制」は、この目標によるものである。

() 当グループのリスク部門、当グループの監査機能、企業財務部門、法務部および契約管理部門による内部統制への寄与
(イ) 当グループのリスク部門

EDFは長年、業務リスク（産業リスク、環境および健康リスク等）、財務リスクならびに組織リスクの管理方針を設定している。

これらの部門別方針に加え、かつ、環境の変化を踏まえて、EDFは2003年、具体的にはリスク部門グループを設置することで、既存の手続を補強する全体的なリスク管理および統制プロセスを策定した。当グループのリスク部門の主な任務は以下のとおりである。

- ・各グループ企業に、EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、リスク分類を行わせること、ならびに当グループの主要なリスクについて連結リスク分類を作成およびアップデートすること（「第3 4（2）（ ）リスク分類プロセス」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。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、異なる企業間のリスク管理の実施を主導し（「第3 4（2） 当グループのリスク管理および統制」を参照。）、特に様々な部門ベースのリスク統制メカニズムの完全性および一貫性を確保すること（「第3 4（2）（ ）（イ）部門別のリスク統制メカニズム」を参照。）。
- ・内部統制方針が確実に策定されるようにすること。内部統制機能を管理すること（「第3 4（2）（ ）内部統制システムの概要および運営」を参照。）。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲全体でエネルギー市場リスク方針が確実に策定されるようにすること。より一般的には、EDFおよびその被支配子会社の範囲内で直接、または規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて、かかる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）（ ）（イ）（a）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で財務リスク（金利、為替、流動性、株式、信用リスク）およびカウンターパーティーの債務不履行リスクを定義し、統制すること。かかる財務リスクが、規制対象もしくは被共同支配子会社の統治機関を通じて確実に統制されるようにすること（「第3 4（2）（ ）（イ）部門別のリスク統制メカニズム」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。
- ・EDFおよびその被支配子会社の範囲内で危機管理方針が確実に策定されるようにすること。危機組織がグループ・レベルで確実に機能するように維持すること（「第3 4（2）（ ）危機管理方針」を参照。）。

(ロ) 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、EDFおよび子会社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に所属するかまたは被支配子会社もしくは規制対象子会社に所属するかを考慮している。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。2016年末現在、当グループの監査機能は65.75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）。

「CAP2030」プロジェクトの手段の1つは、監査をカバーしている。経営陣が実行を求められている内部統制の改善計画に従い、執行委員会が2015年9月に承認した目標（執行委員会の転換委員会としての会議によるレビュー、および監査委員会への提出後）は、当グループの監査の焦点を第三の防衛線に合わせ直すことである。この考えの下、該当する組織（EDF SA（発電、エンジニアリング、商業、アジア太平洋）、audit EDF Polska、EDF Trading、EDF Luminusの事業監査チーム）の内部統制を強化するため、内部統制の二次統制以上の役割を有する一部の事業監査チームが再配置されている。

EDF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、被支配範囲における基準の遵守を監視する。

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伴う。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。

監査部門ならびにEDFおよびその被支配子会社（規制対象子会社を除く。）の監査部門におけ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、EDF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。各監査人は、各任務の終了時に評価される。監査人としての経験は、評価およびキャリアに基づく能力につながる。2006年3月、監査部門および会社執行役員開発部門は、この旨の覚書に署名した。

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。

2014年、監査機能は自発的にIFACI（*L'Institut Francais de l'Audit et du Controle Interne*（フランス監査および内部統制協会））の評価を受け、2008年および2011年から2012年にかけてと同様に、その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。

EDFおよび被支配子会社の運営手続

監査部門および子会社の監査部門は、様々な部門および被支配子会社の内部統制システムを監視している。具体的には、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（部門および子会社）について、特に内部統制が正確に行われているかを評価するため、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。

子会社の監査チームのプログラムは、監査部門のプログラムと調整される。

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、監査によって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。

監査部門は、当グループの監査機能全体における監査の概要、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結果をまとめた監査概要書を、年2回作成する。この概要書は、期間中、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。

(ハ) 企業財務部門

当グループの財務部門は、5つの部門からなる。

- ・パフォーマンス管理および財務機能管理部門の任務は、以下のとおりである。
 - 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、当該企業のパフォーマンスの管理への寄与。このため、各グループ事業の経済モデルに適応した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定期的なパフォーマンス・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。
- 財務機能の円滑化。
- ・ 報告計画およびSI財務部門の任務は、以下のとおりである。
 - 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。当グループ全体のために統括し、グループ・レベルおよび子会社レベルで調停を提案することが目的である。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。
 - 企業財務部門全体における内部統制およびリスク管理の実施。
 - 企業財務部門の情報システムの作業の監督。
- ・ 会計および税務部門の任務は、以下のとおりである。
 - 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を反映したグループ基準を策定することで、会計の規則を確実に遵守すること。
 - 内部会計および財務統制方針の策定およびアップデート、会計および財務情報の統制に関する内部統制資料のEDFのためのアップデート。
 - 当グループ内における税金方針の一貫性の確保。
 - 特に法律および規制上の義務を監督することで、法律および申告上の義務が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。
- ・ 財務投資部門の任務は、以下のとおりである。
 - 当グループおよび当グループの子会社の資金調達の確保。
 - 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。
 - 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、潜在的な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おいて提案された投資プロジェクトを評価すること。
 - 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財務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。
 - 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。
- ・ 投資および市場部門の任務は、以下のとおりである。
 - 当グループの財務コミュニケーションの確保。
 - 法務部とともに、株式総会の準備を監督すること。
 - 個人株主および法人株主との全般的な関係の確保。

経営管理、会計および税務の各事業ラインにおける統制メカニズムは、稼働企業における当グループの内部統制方針の一部をなす。これらのメカニズムは、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に関連する、部門方針の実施に関連している。

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。彼らは、運用管理および経営管理事業ラインの管理によって、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。

（二） 法務部

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。また、当グループの利益をいかに保護するかを長期的に予測および計画し、特に契約問題および法的解決をできるだけ効果的に行うことで当グループのパフォーマンスに寄与する。

当グループの法的リスクの全体的な統制を強化するため、会長兼最高経営責任者は、2014年9月23日付決定に従い、当グループの法務部長が監督するグループ法務機能の設置を決定した。

「第3 4（2）（ ）（二）法務部」および「第3 4（2）（ ）法令および規則の遵守に関する内部統制手続」に記載した当グループの内部統制に対する法務部の寄与に加えて、訴訟および大型または慎重を要する案件を扱った当グループの法務に関する報告を四半期ごとに行っている。

また、契約ライブラリーにより、EDFの慎重を要する契約を確実に周知および管理することができる。この契約ライブラリーは内部統制システムの一部であり、EDFおよび一部の子会社（規制対象子会社および被共同支配子会社を除く。）の主要な契約責任を確認および電子化する、安全なプロセスである。このシステムは、特定の基準を満たす大型契約の原本は国の安全な施設で中央管理すべきであると定めた、大型契約の管理に関する決定および施行メモランダムによって完成された。

最後に、法務部は、法務部の方針の統合、標準化および共有を確実にし、当グループが重大な利害を有する法的トピックおよび判例法を監視するため、知識管理システムを立ち上げた。

(ホ) 契約管理部門

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。したがって、当グループはグループ内に、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」支援機能の設置を望んでいた。

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。

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。

パフォーマンス向上手段として契約の統制を提供および保証するため、契約管理部門は、具体的には以下を保証する。

- ・事業ライン部門における契約管理者の任命。かかる管理者は、契約管理機能の配置ならびに契約リスクおよび管理指標の監視を支援する。
- ・契約管理者による、10百万ユーロを超える契約の報告ツールを通じたヘッジ。
- ・契約管理参考資料および方法論のツールの提供。
- ・契約管理者の専門化。

() 権限委譲および技術的認可

会長兼最高経営責任者は、運営チームの一部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、購買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業者も、作業を行うすべての者に適用される。

法務部は、EDFの組織変更により必要となった場合はいつでも、権限の委譲を手配およびアップデートする。また、2016年には、法務部が起草した権限委譲ハンドブックのアップデート版が配布された。このハンドブックは、権限の委譲の性質および影響ならびにその管理規則について、EDF企業に情報を提供し教育するためのツールとして策定されている。

() 倫理および環境品質に関するアプローチ

(イ) 倫理および法令遵守に関するアプローチ

2013年末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。当グループのウェブサイトフランス語および英語で掲載されている。2016年末現在、憲章は、その他10の言語（ドイツ語、スペイン語、ハンガリー語、イタリア語、標準中国語、オランダ語、ポーランド語、ポルトガル語、ロシア語およびベトナム語）に翻訳されていた。

2015年12月、当グループの倫理・コンプライアンス部門（DECG）、責任者およびより一般的に当グループのすべての従業員をチームとともに援助するグループ倫理およびコンプライアンス部長の任命、ならびにグループ・倫理およびコンプライアンス・プログラムの実施によって、EDFグループの倫理および法令遵守メカニズムが強化された。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た。

2016年5月17日、EDFグループの執行委員会は、企業の責任者が必ず認識、遵守および実施しなければならず、当該企業のリスクと厳密に連動した主要なルールをまとめた、EDFグループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）を承認した。これは、グループ倫理憲章を補完する単一の文書である。監査の対象であり、新たな規制が適用されればアップデートされる可能性がある。EDF PECGの対象となるのは、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規制の遵守）、競争法の違反防止、利益相反の防止、個人情報安全性の保護、不正行為対策、嫌がらせおよび差別対策、部門別の規則の遵守（REMIT規則、軍民両用品）、国際制裁プログラムの遵守等である。

腐敗リスクの防止は、PECGの優先事項である。取引関係の健全性の検証に関する指示書において、この問題が明確にされている。2016年半ばから、責任者およびマネージャー向けに、監督機関の要件を満たす具体的な「腐敗リスクの防止」研修プロ

グラムが開始されている。このプログラムは、国際連合の認証を受けている。すべての従業員を対象としたeラーニング「腐敗防止」モジュールも利用可能である。

2016年、倫理・コンプライアンス部門は、フランス国内外の企業における約40の倫理およびコンプライアンス部長のネットワーク（REC）を構築した。RECは、企業責任者に直属し、経営委員会に出席して倫理および法令遵守問題の管理についてアップデートおよび補足を行う。PECGの策定および実行手段を有する。

2016年、既存の倫理警告システムが強化および拡張された。現在は法令遵守に関するテーマを含み、善意の告発者がグループ倫理憲章および倫理・コンプライアンス方針に規定されたコミットメントの違反を極秘かつ安全に報告できるようにする。倫理・コンプライアンス部門は、当グループの倫理委員会を主導し、取締役会の倫理委員会に直属する。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（いわゆる「中央」警告）に対処する。

（ロ） 環境品質に関するアプローチ

EDFグループは長年、持続可能な開発に関する問題に配慮し、持続可能な開発を全体的な戦略の重要な側面としてきた。

CAP2030戦略プロジェクトは、EDFを「低炭素推進に努め、効率的で責任ある電気会社」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力学について新たな見通しを立てた。

CAP2030に支えられ、当グループの軌道を明記した、以下の6つの企業責任目標が、2016年に設定および実施された。

- ・当グループの二酸化炭素排出量を大幅に削減することで、COP21によって設定された2 目標を上回る。
- ・人材開発の分野において産業グループの成功事例を取り入れる（衛生／安全、男女平等およびグループ内の社会推進等）。
- ・エネルギー消費に関する情報および解決策、ならびに困難を経験しているあらゆる人々を支援するため権利を利用する機会を提示する。
- ・デジタル・エネルギー効率向上策を通じて革新し、顧客が消費を最適化できるようにする。
- ・世界各地で系統的に、各プロジェクトについての率直な議論および協議を行う。
- ・プラスの効果を生むため、当グループの活動を認識し、またはその影響を軽減するだけでなく、生物多様性に対して積極的な提案を行う。

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（すべての運用企業および大部分の稼働企業を含む。）、複数のフランス子会社（Dalkia、Electricite de Strasbourg、EDF Énergies Nouvelles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。

この認証の一環として行われたプロセスは、当グループの環境リスク、特に利害関係者に対して体系的でニーズに合わせた組織を保証することで規制面および環境問題に関する統制を、補強する助けとなる。

（ハ） 気候変動に関連する金融リスクの統制

EDFグループは、リスク分類プロセスを通じて、気候変動の効果に関連する物理的リスクおよび金融リスクを特定してきた。これらのリスクを軽減する一助として、EDFは2010年以降、既存の資産を気候変動の影響に適応させ、特に執行委員会コミットメント委員会によるレビューにおいて、投資の気候変動に対する寄与および気候変動の影響に対する感受性を評価するための戦略を実行している。最後に、EDFが低炭素成長を推進するために策定されたCAP2030戦略の結果（「第2 3（1）EDFグループの戦略」を参照。）、気候変動は当グループにとってチャンスでもありリスクでもある。

（ ） 情報システム（IS）の組織および運営

当グループの各事業体（部門または子会社）はそれぞれの範囲内の監督に責任を負い、当グループの情報システム部門は共通のインフラおよびサービスの監督に責任を負う。各部門に関して採用されるガイドラインに応じて、監督責任は、当該部門と共通情報通信サービス部門（EDFおよび一部の子会社において部門を超えて機能する。）の間で分担される。

財務情報システム（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。当グループの財務担当常務取締役は、財務情報システムの監督を財務情報システム部門に委譲しており、同部門は、中央アプリケーションの日常的運用を調整し、変更を管理し、情報システムの安全性を確保するために必要なあらゆる措置を実施する。

情報システム機能の管理の特徴は、範囲を当グループのすべての規制対象外子会社に拡大したことである。情報システムの相乗効果およびパフォーマンスが事業戦略に資するよう、当グループの情報システム部門に対して調整力が委任されている。

戦略的決定およびトレードオフは、その性格および関連する範囲に応じて、「第3 4（2）（ ）経営幹部の管理組織」に記載されたいずれかのEDF委員会、またはフランスの情報システム責任者委員会、または当グループの子会社（規制対象子会

社を除く。)の情報システム責任者からなるISグループ委員会(ISGC)のレビューを受ける。IT産業方針委員会は、EDF SAのIT産業戦略に関する決定を行い、子会社に対して提言する。

また、当グループの情報システム部門は、情報システム戦略が中期的に一貫するよう努める。これに関連して、2016年、情報システムの2020年の展望および関連する戦略ガイドラインがアップデートされた。

最後に、当グループの情報システム責任者は、当グループのイノベーション戦略計画担当常務取締役役に代わって、当グループ内のデジタル変革の展開調整に責任を負う。このため、当グループの情報システム責任者は、様々な事業にわたって担当者として任命された者に依存している。

() 外部統制

すべての上場企業と同様、EDF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、ならびに市場委員会の統制を受ける。

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。法定監査人は、フランス商法(*Code de commerce*)第L.225-37条に基づき作成された取締役会会長の年次報告書について、報告書を作成する。

EDFは、その事業を考慮して、エネルギー規制委員会(*Commission de Regulation de l'Energie*)および原子力安全当局(*Autorité de sûreté nucléaire* (ASN))の統制も受ける。

これらの各種外部統制の結果は、とりわけ内部統制および監査プログラムに取り入れられる。

当グループのリスク管理および統制

() リスク管理および統制に関するアプローチ

リスク管理および統制アプローチの目的は以下のとおりである。

- ・次のような手段で当グループの戦略および業務の進展の確保に貢献すること。
 - あらゆる分野のリスク(当グループの価値、資産および評判の維持に関する機会およびリスク等、当グループの価値観に照らした行動の一貫性に関するリスクを含む、業務リスク、外的リスク、戦略リスク)を特定し優先順位を決めることにより、当該リスクの一層確固たる管理を確保すること。
 - 当グループの事業に特有のリスクをすべての管理者が認識し、当該リスクを統制するために必要な行動を起こせるよう、すべてのグループ企業に対してリスクの特定、評価および管理への関心を高めて動員すること。
- ・EDFの役員、取締役およびガバナンス組織が、主要リスクとその統制レベルの統一された概観(定期的に更新される。)を持つことができるようになること。
- ・当社のリスク管理に関する情報の開示への利害関係者の高まる需要に応えること。

業務事業体および機能事業体は、当グループの経営幹部の責任下において、それぞれの事業範囲内のリスク管理に責任を有する。当グループのリスクの管理については、リスク委員会の会議において定期的に報告されている。

当グループのリスク管理および統制アプローチは、EDFおよびその被支配子会社については直接、もしくは規制対象子会社または被共同支配子会社については統治機構を通じて適用される。

かかるアプローチは、リスク管理機能から独立した(リスクの分類および統制に責任を負う責任者で構成されるユニット(「第3 4(2) () (イ)部門別のリスク統制メカニズム」を参照。))リスク統制システムに基づいている。同システムは、リスクの特定、査定および統制がとりわけ標準的方法で実施されることを確保する。

() リスク分類プロセス

かかる方針に従い、EDFグループは、EDFならびに被支配子会社および被共同支配子会社について、主要なリスクの統合分類を作成する。この統合リスク分類は、各業務事業体または機能事業体が共通の方法(類型、特定原則、リスクの査定および統制等)を用いて作成したマップに基づいて作成される。特定されたリスクについては、それぞれ詳細な行動計画が策定される。優先リスクには、執行委員会における1名または複数の担当者が責任を負う。

リスク分類のアップデートは、当グループのリスク部門(「第3 4(2) () (イ)当グループのリスク部門」を参照。)と、関連する各業務事業体および機能事業体との間で、定期的に行われる詳細な議論の主題である。これらの議論の目的は、リスクの特定の妥当性、および新たに実施される統制の安定性を問うことである。

今年度末に完成した当該統合分類は、リスク委員会により承認され、監査委員会によるレビュー後、EDFの取締役会へ提出される。

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CAP2030戦略プロジェクトとの関係は、リスク統制行動計画が、対応する作業に可能な限り多く含まれるよう、優先されている。

リスク分類および統制方針は、当グループの内部統制および内部監査の機能と密接に関連しており、監査プログラムは、とりわけ特定された主要なリスクに基づいて作成されている。また、全般的なリスク分類プロセスは、保険に関する方針およびその履行、危機管理方針、EDFの管理組織（執行委員会、当グループの執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）等）が検討する問題に関するリスク分析、特に執行委員会コミットメント委員会に提出される問題についてリスク分析の質を保証することによって、リスク分類を通じて長期的投資およびコミットメントプロセスの確立に寄与するリスク管理プロセスなど、その他多数のプロセスを支えている。最後に、当グループが晒されている主要なリスクは、2016年後半の当グループ統合リスク分類とともに、「第3 4 事業等のリスク」に記載されている。

（ ） 危機管理方針

2017年1月、執行委員会によって承認された新たな危機管理方針は、EDFおよびその被支配子会社における危機管理および組織原則について定め、その実施に必要なあらゆる措置を規定している。この方針の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・すべてのグループ企業に、危機管理体制および恒久的警告通報システムが確実に備わるようにすること。
- ・EDFの各部門および被支配子会社における、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子会社との調整手続（*RTE*については、*危機期間中の調整は公的機関主導で行われる。*）—直属する部門を通じて行う場合もある—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。
- ・危機的状況に陥ったすべての事業体について、専門職の育成が行われていることを検証すること。

危機管理方針の内部統制システムは、当グループの内部統制システムに統合されている。また、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。最後に、危機組織は、内部組織または外部環境の重要な変化を反映するため、大規模な危機後のフィードバックに基づき、定期的に再調整される。

当グループの統制業務

（ ） 内部手続の適正な機能に関連する統制手続

（イ） 部門別のリスク統制メカニズム

（a） エネルギー市場リスクの統制

毎年、上級管理職は、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、執行委員会が承認した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、EDFおよびEDFが事実上支配する子会社について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。被共同支配子会社および当グループの事実上の支配が及ばない会社（*規制対象子会社の場合、これらの責任は現行の規制が定める制限の範囲内で果たされる。*）については、エネルギー市場リスク方針および統制プロセスは、当該企業の統治機関の枠組みの中で検討される。

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、EDFの上級管理職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。

EDFの監査委員会は、取締役会に対して、エネルギー市場リスク方針および当グループのリスク部門が提案した当該方針の変更について、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） エネルギー市場リスクの管理および統制」に記載されている。

（b） 金融リスクおよび投資の統制

当グループのリスク部門は、具体的には、EDFおよび被支配子会社の市場リスク（金利、為替、株式、信用）、流動性リスクおよびカウンターパーティー・リスクの統制に責任を負う。この統制は、以下を通じて行われる。

- ・金融管理の枠組みおよび当グループのカウンターパーティーの債務不履行リスク方針の原則が、具体的には支援および統制任務（方法、組織、エクスポージャーの監視、リスク指標の定期的な計算、および当グループのリスク基準の遵守の監視）を通じて適切に適用されていることの確認。
- ・現金管理を担当するEDF金融取引担当部署の市場ポジションの統制。かかる業務には、金融リスクに対するエクスポージャーを監視および統制するため、指標およびリスク基準が毎日および毎週チェックされるシステムが設立されている。これには、財務投資部門、当グループのリスク部門の金融取引担当部署および当グループのリスク部門が関与し、基準を超えた場合は直ちに行動することが求められる。市場委員会（様々な財務投資部門の関連企業、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商品に対する投資要請をチェックおよびレビューする。
- ・財務投資部門の上場資産管理部門（金融ポートフォリオ）およびEDF Invest部門（非上場ポートフォリオ - 実物資産：投資ファンド、インフラおよび不動産）が管理する「専用資産」ポートフォリオに対する投資に関連する金融リスクおよびカウンターパーティー・リスクの統制。「専用資産」に関して、EDF SAの金融リスクの構成、管理および統制に関する方針は、2015年2月11日に開催されたEDFの取締役会においてアップデートされ、承認された。リスク管理指針、ならびにポートフォリオおよび全体レベルの両方で許容できるリスク基準を決定するため、当グループのリスク部門は、年に1度のリスク・マンドートおよび特別な枠組みを策定した。財務投資部門の部長が委員長を務める運用管理委員会は金融ポートフォリオ（上場資産）の管理組織であり、当グループの金融管理を担当する当グループの常務取締役が委員長を務める投資委員会は非上場ポートフォリオの管理組織である。当グループのリスク部門は、とりわけマネージャーとともに両ポートフォリオのリスク管理戦略を策定するために、これら2つの委員会に参加する。また、専用資産監視委員会が、ポートフォリオ全体を監視する。この委員会は、当グループの金融管理を担当する常務取締役が委員長を務めるリスク委員会として設置されたものである。
- ・執行委員会レベルの組織の意思決定に付託された長期的投資およびコミットメント・プロジェクトについて行われるリスクの分析の完全性および妥当性の統制。
これらのリスクの管理活動に関して、金融リスク統制体系の独立性を確保するため、金融リスクおよび投資統制部門は当グループのリスク部門に直属し、当該リスク部門は事務局長に直属する。

(ロ) 特別統制

(a) コミットメント承認手続

全執行役員で構成されるグループ執行委員会コミットメント委員会は、いずれかの執行役員による暫定的承認を受けて、以下に関する当グループ（規制対象子会社および被共同支配子会社を除く。）のすべてのプロジェクトをレビューする。

- ・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（戦略的売却を除く。）。
- ・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。
- ・廃炉または核燃料サイクルのバックエンドに関する義務を移転する作業。
- ・特定の計画に関する予算限度。
- ・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決定。

グループ執行委員会のコミットメント委員会の会議に先立ち、「コミットメントおよび投資の監視」方針の遵守状況および議題であるプロジェクトのリスク分析の包括性を検証するため、企業レベルの専門家（当グループのリスク部門、法務部、企業財務部門、持続可能な開発部門、戦略部門、調達部門等）およびプロジェクト開発者の出席する会議が開かれる。この作業は、開発プロジェクトのリスク分析について、標準的方法に依存している。

コミットメント案は、必要に応じて、「第5 5（1）（ ）取締役会の権限および義務」に記載されたとおり、取締役会で検討される。

方針は、グループ執行委員会のコミットメント委員会に諮問しなければならない金額を下回るコミットメント案について、各企業に固有の統治機関によって検討される旨を規定している。

戦略的売却プロジェクトは、機密および感応度を維持するため、個別の指示に従って行われる。これらのプロジェクトは、執行役員1人と、執行委員会が戦略部門と協議の上で暫定的承認を下した後は当グループの財務部門を担当する当グループの常務取締役の責任の下で実施される。このシステムには、当該プロジェクトの適切な調査に必要なサポート部門が参加し、譲渡についての決定は特別委員会「譲渡委員会」が監督する。

(b) 情報システム（IS）の統制

情報システム・ユニットの組織および内部統制

ISユニットの内部統制システムは、当グループの内部統制方針（当グループ共通の主要な要件の提案）の一部であり、情報システム方針の実施の統制、および複数の部門にまたがる主要なISリスクの統制をカバーする。主要な要件は、共通のインフラおよびサービス、情報システムのセキュリティ、ISプロジェクトのガバナンス、ISリスクの管理、およびフランス個人情報保護法の遵守に関するものである。

なお、EDFのISの内部統制情報フレームワークは、外部のCOBIT（情報および関連技術のための統制目標）情報フレームワークに基づいている。

ISに特有のリスクの内部統制およびカバーは、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。すなわち、ISリスクおよび内部統制担当者、ならびに各部門の代表者が参加する情報システム責任者委員会である。当グループの情報システム部門により、ISリスクおよび内部統制担当者とISセキュリティ・マネージャーが緊密な連携を取れるようになり、EDFのリスクおよび内部統制のカバーが強化されている。これらのネットワークは、子会社にも徐々に拡大されつつある。

フランスにおいては、フランスの情報システム部門委員会が、複数の部門にまたがるセキュリティ関連の作業の計画および管理を行う、セキュリティ委員会を指名する。同委員会は、具体的には以下の役割を果たす。

- ・EDF SAのセキュリティ参考資料の作成およびアップデートへの貢献。情報システムのセキュリティの分野における、ITユニットおよび事業ラインの管理、意識向上、研修およびサポートの調整。
- ・フィードバック全般（妥当性、遵守、効率、インシデント、報告、レビュー、監査）のセキュリティに関する組織的および技術的監視のとりまとめ。
- ・セキュリティ方針の適用除外を申請する複雑な書類の検討。

EDFグループの情報システム・セキュリティ方針は、当グループのISセキュリティの指針および組織を策定する。2つの専門委員会が、EDF SAおよびグループ子会社内において、この方針への変更およびセキュリティ・レベルを監視している。

- ・EDF SAについては、EDFグループISセキュリティ・マネージャーが委員長を務め、当該範囲に該当する企業の情報システム・セキュリティ・マネージャーを含む委員会の枠組みにおいて、月1回。
- ・主要な子会社については、EDFグループISセキュリティ・マネージャーが委員長を務め、とりわけ当該主要子会社の情報システム・セキュリティ・マネージャーを含む委員会が、四半期に1回。

ISセキュリティの分野における活動

2016年は、以下の活動を行った。

- ・企業の年次パフォーマンス契約におけるサイバー・セキュリティ目標の設定、および安全性レベルを強化するための予算要素の確保に関する、執行委員会による決定。
- ・デジタル利用の広がりを考慮した、新たなIS使用者憲章（最終使用者および管理者）の最終決定。2017年に施行予定。
- ・安全性の高いアプリケーションの分類、および対応する要件の、事業ライン別承認。
- ・EDFの情報システムおよび事業ライン・ユニットの最高幹部が積極的に参加する、新たな「サイバー攻撃」訓練の実施。
- ・EDFデータ・センターのための2件の「事業継続計画」作業の実施。
- ・リスクの系統的分析を通じた、IS委託決定のサポート。
- ・最も重要なインフラおよびアプリケーションについての、脆弱性レビューの増加。
- ・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。

（c）子会社の管理および監督

2015年1月15日付で会長兼最高経営責任者が署名した新しい「役員」方針に基づき、EDF子会社またはEDFが何らかの利害を有する企業（規制対象子会社を除く。）は、執行委員会のメンバーである担当取締役またはその代理人によって監視される。かかる取締役またはその代理人は、かかる会社の統治機関に対してEDFを代表する役員を推薦する。かかる指名は、最終的にはEDFの会長兼最高経営責任者が承認する。

またこの方針は、フランス国内外に子会社を設立し、または会社を取得する際、事前に経営幹部の承認を取得することを定めている。

当グループの法務部に直属する事業者および会社代表団は、具体的には以下を保証する。

- ・当該管理者の決定に基づく、会社のリスク・マップのアップデート。
- ・「ターゲット構成」、技能の共通事前構想、子会社およびEDFが利害を有する企業の統治機関において十分にEDFを代表するために必要な特性の監視。
- ・役員の指名手続の遵守。

- ・ 役員の専門性育成（当グループ・ユニバーシティの支援による新任役員のための初期研修セミナー、事業者コミュニティのイントラネット・サイトを通じた情報）。

（ハ） その他の統制方針

2012年10月に最高財務責任者によって承認されたEDFグループの保険方針は、2013年に実施された。

この方針は、当グループの企業および子会社を統合する本格的なツールで、当グループのすべての事業および範囲をカバーすることで、対象範囲を定義している。

管理メカニズムに加えて、

- ・ 2004年以降、監査委員会において、当グループの保険部門の部長が、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のリスクヘッジの状況および費用を検討している。
- ・ 2011年以降、当グループの財務担当常務取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインと企業財務部門との間で、保険方針の変更および実施条件、特に保険の補償プログラムの主要な特徴を反映させるよう促している。

（ ） 財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続

（イ） AMF参照の枠組み

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。

（ロ） 当グループの会計原則および基準

EDFグループ（連結財務書類の範囲は、2016年12月31日現在の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記載され、連結財務書類の注記に要約されている。

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、および会計実施の統一が容易になる。

（ハ） 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、当グループの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、四半期に1回検討され、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EDF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。

2011年からは、貸借対照表勘定および損益計算書をカバーした情報を毎月報告しており、複雑な取引の取扱いを予測し、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。

（二） 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、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、共通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。

() 法令および規則の遵守に関する内部統制手続

法務部は、法律および規制の改正を監視している。当グループに影響を与える可能性のある変更については、関係部門に警告を発し、意識向上トレーニングを行う。

2007年6月1日付の共同決定（2011年5月12日付決定による補足を含む。）により、法務部および監査部門は、様々なEDF企業の内部統制計画に組み込むため、当該企業において策定される統制目標の定義における法務部の役割を正式に決定する行動計画を採択した。かかる統制目標の目的は、当該企業が確実に下記の事項を行うようにすることである。

- ・法務部ができるだけ効果的に監視できるよう、当該企業に特に関連する規制分野について、複数の部門にまたがる法律問題（競合、インサイダー取引等）を組み込むよう意識しながら、法務部に情報を提供すること。
- ・重大な法的リスクおよび問題を構成するケースについて、法務部に対して可及的速やかに組織的支援を要請すること。
- ・当該企業内で行う委託が、実際の組織を反映し、必要に応じてアップデートされていることを確認すること。
- ・「大型契約」のドラフトが法律の専門家の協力によって作成され、署名後は、当グループの契約ライブラリーに保管するため法務部に送られるよう手配すること。
- ・当該企業が開始した法的手続が、定期的に法務部のレビューを受けるよう手配すること。
- ・それぞれの分野における法的意識向上イニシアチブについてニーズ（複数の部門にまたがるものを含む。）を把握し、法務部に通知すること。

(イ) 産業規則に関連する規制

(a) 原子力発電分野

産業利用の分野には、多くの統制手続がある。

施行される原子力規制は、施設が所在する国によって異なり、外部統制は現地の当局（フランスの原子力安全当局（ASN）、英国の保健安全執行部の原子力局および原子力規制局、米国の原子力規制委員会、中国の国家核安全局等）によって行われる。

EDFにおいては、以下の機能またはマネージャーが担当する。

- ・EDFグループ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回提出される報告書「原子力安全、放射線防護およびセキュリティ」を検討する。
- ・原子力安全・放射線防護総括監査官（IGSNR）は、会長兼最高経営責任者の代理として、EDFが運営する原子力施設が安全および放射線防護に関わる問題を伴うすべての側面を十分に考慮していることを確認し、毎年報告書を公表している。
- ・原子力発電部門（DPN）の部長直属の原子力検査局ならびに原子力エンジニアリングおよび新プロジェクト部門（DIPINN）の部長直属の監査評価チームは、すべての企業およびエンジニアリング企業の安全性レベルを検証し、定期的に評価する。
- ・監査機能は、年に数回、原子力の分野（エンジニアリング、燃料および運用）について監査を行う。

フランス環境法第L.594-1条以下、および特に原子力費用の調達確保に関する施行規定（2007年2月23日付命令および2007年3月21日付命令）は、企業に対し、放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に係る費用の算定手続および処理、関連引当金の計算方法、ならびに当該引当金がカバーする資産の構成および管理に用いる選択を報告書に記載するよう義務付けている。

2016年は、欧州指令（原子力施設の原子力安全のための共同体枠組みを確立した2009年6月25日付理事会指令2009/71/Euratom（2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomにより改正）、使用済燃料および放射性廃棄物の責任および安全管理のための共同体枠組みを確立した2011年7月19日付理事会指令2011/70/Euratom、電離放射線に対する暴露による危険から健康を保護するための基本的な基準を定めた2013年12月5日付理事会指令2013/59/Euratom）を国内法化し、2015年に発布された2本の法律（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、成長、経済活動および機会均等に関する2015年8月6日付法律第2015-990号（通称「マクロン」法））を明示した複数の法律、政令および施行規定が公布された。具体的には、

- ・様々な原子力引当金に関する2016年2月10日付政令第2016-128号

- ・プロジェクト、計画およびプログラムの環境アセスメントに適用される規定を改正する、2016年 8 月 3 日付政令第2016-1058号
- ・環境に影響を与える可能性の高い特定の決定についての情報公開および草稿に対する国民参加を保証するための手続を改定する、2016年 8 月 3 日付政令第2016-1060号
- ・長寿命中高レベル放射性廃棄物の可逆的深地層処分場の建設に関する詳細な規定を定める、2016年 7 月25日付法律第2016-1015号
- ・生物多様性、自然および景観の回復のための2016年 8 月 8 日付法律第2016-1087号

これらの法令には、特に環境アセスメント、生物多様性保護および国民の参加に関して現在起草中の各種施行規定が伴う。これらは当グループの産業プロジェクトの完成において大きな問題となる事柄で、EDFグループが2016年に設定した 6 つの企業責任目標のうち 2 つがカバーしている。

2007年 6 月以降、法律および規制の枠組みに従い、EDFは監督機関に対し、3 か年報告書および年次更新文書を提出している。これらの報告書および更新文書は、原子力監視委員会が発表する見解の主題となり、かかる委員会の報告書は、監督機関に送付される前にEDF取締役会に提出される。更新文書の添付書類に含まれる内部統制報告書は、取締役会による投票のテーマとなる。

基礎原子力施設（BNI）のための一般規定を定めた2012年 2 月 7 日付命令は、BNIに適用される一般規則の全面的な見直しの一環である。「手続に係る」命令として知られ、2016年に一部改正された、2007年11月 2 日付改正命令第2007-1557号とともに、この命令（大部分が2013年 7 月 1 日付で施行された。）は、TSN法の主要な施行規定を構成する。TSN法は現在、フランス環境法に含まれ、適用方法はASNの決定および手引書に明記されている。いずれの規定も2017年に改定される予定である。

最後に、ASNは、BNIに適用される一般的な技術規則を全面的に見直す大型プロジェクトを開始した。2014年以降、270を超える条項および 6 を超える手引書を対象に、規制当局が11の決定を行ったが、プログラムではさらに13の決定および16の手引書を含める計画で、いずれも一部起草済みである。

2011年 3 月11日に福島で事故が発生した直後から、EDFは、2011年 3 月にEDFの発電所向けに最初の教訓を得るなど、原子力事業者としての責任を果たした。

ASNはフランス政府に対し、意見書（第2012-AV-0139号）とともに、2012年 1 月 3 日付報告書によって結論を提出した。具体的には以下のことが書かれていた。

「優先的な原子力施設に係る追加安全評価を受け、ASNは、検証された施設は十分な安全性レベルを示していると考えており、したがってそのいずれについても即時の操業停止を認可しない。同時に、ASNは、「操業を続けるには、（現在の安全マージンを超えた範囲で）極端な状況下で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。」

2012年 6 月26日にASNが発表した技術規則の実施スケジュールは守られている。特に注目すべきは、2016年 1 月 1 日以降、FARN（原子力事故即応部隊）が24時間未満で同一敷地内の 6 基に出動し、原子炉およびプールを冷却するための追加人員および物資を派遣することができる、ということである。

WANO（世界原子力事業者協会）は、2016年、フランスの原子力発電所（グラブリンヌ、ノジャン、サンローラン、フラマンビル、シノンおよびクリュアス）について、6 回の国際的なピア・レビューを行った。年間プログラムでは、各発電所につき平均で 4 年に 1 回レビューを行う。かかるレビューにより、世界中の経験豊富な専門家が、現場の労働慣行を具体的に視察することが可能になる。したがって、原子力発電所事業のあらゆる分野において、国際的な成功事例と比較することも可能である。2014年 1 月 1 日以降、WANOは、レビュー中に新たな国際水準（パフォーマンス目標および基準）を導入している。これらの国際水準の変更により、施設の安全性がこれまで以上に重要視されている。レビュー後、当該施設のユニット責任者は、WANOチームと協力して策定した行動計画に同意する。これは、提言に対応するためである。レビューから 2 年後、WANOの専門家10人前後からなるチームがフォローアップに来訪し、当該施設で実施されている行動計画の有効性を評価する。ピア・レビュー中に行われた提言についても、再度評価される。2016年は、ベルヴィル、ショーおよびバリユエルにおいて、3 件のフォローアップ・レビューが行われた。このフォローアップにより、当該施設は潜在的に脆弱な分野について国際専門家の助けを借りて対策を強化することができ、かかる国際専門家は施設からの要請に応じて技術支援（TSM）も行う。2016年、発電所はWANOに対して 3 件のTSMを要請した（企業、ショーおよびフェッセンハイム）。これらすべてのアプローチにより、施設は外部の専門家の視点から学ぶことができ、またそれによって国際的な成功事例を活用することができる。

2016年、ゴルフシュでOSART（原子力発電所の安全性を評価するためIAEAが設置したチーム）による調査、ならびに企業内OSARTのフォローアップ調査ならびにフラマンビル 1 およびフラマンビル 2 におけるOSARTのフォローアップ調査が行われた。

（b）水力発電分野

水力発電における安全性は、当該建造物の存在または操業による水に関係した危険から人および財産を保護するため、水力発電施設の設計中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。

- ・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。

- ・施設および地域住民の安全を確保するための、洪水時の建造物の管理。
- ・政府サービス、主として環境・地域整備・住宅局（DREAL）の管轄下における建造物の監督および維持管理による、水力施設の損傷によって生じる主要なリスクの防止。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（特別介入計画）の対象となっている。

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等の管理と併用した、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診断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、技術調査が10年ごとに行われ、排水または水中機器の使用により水面下の部品の点検を行っている。これらの業務は、政府サービス（DREALおよび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））の厳しい監督の下で実行される。

2016年、EDFは、2018年までに実施予定の156回の操業中の作業のうち、134回の安全性審査を行った（「第2 3 事業の内容」を参照。）。

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。

運転に関するその他の分野においては、各企業は適切な統制手続の策定および実施に責任を負う。

（ロ） その他の規制

EDFは、施設の安全性に関して、関連するすべての施設の保護について公的機関が策定した措置を実施している。

社会保障制度および労働法規の実施についても、統制が行われている。

2014年1月以降、当グループの安全衛生政策は、当グループの様々な子会社の方針およびその行動計画を反映した、共通の一貫した枠組みを策定している。このグループ政策は、EDFが事業を行うすべての国々においてEDFグループが支配するすべての会社に適用され、当該会社の従業員、ならびに当該会社の施設および敷地内で働く請負業者の従業員を対象としている。同政策は、EDFの執行委員会において年1回、安全衛生に関するレビューを行うことを規定している。

2015年、当グループの最初の年次レビューにおいて、CAP2030プログラムにおける主要な戦略的安全衛生指針が策定された。これらの指針に基づいて3年行動計画が起草され、各グループ企業において実施される予定である。

2015年12月、執行委員会は、安全衛生の調整、指針の策定および執行委員会の承認取得、ならびに進捗の監視に責任を負う当グループの新しい機関、戦略的安全衛生委員会を設置した。これらの委員は、執行役員によって直接指名および任命された。2016年、この委員会は4回会議を開いた。

（ ） 経営幹部による指示および方針の適用に関する内部統制手続

当グループにおける内部統制システムの導入に関連して、重要な決定および方針の実施は、それらが内部統制に関する手引書に確実に組み込まれるよう手配することで監視されており、またかかる決定および方針が適切に実施されていること、およびこの枠組みの中で設定された目標が達成されていることを確認するために、当グループの監査プログラムに基づき監査が行われる場合がある。

情報の開示および公表

本書で言及している通信および報告に加えて、以下の具体的行為は特別に重視される場合がある。

- ・2005年の新規株式公開後、EDFは、プロセスの信頼性およびEDFの財務開示の内容を規制および改善し、市場の違反行為を防止することを目的とした手続を策定している。これに伴い、当社内で、財務開示の作成、承認および公表に関して、それぞれの役割をまとめた手続が策定された。EDFの財務開示の出典が異なる場合の妥当性および一貫性を確保し、すべての財務情報源からの内容を調査および検証するため、財務情報検証システムが設立された。この委員会には、企業財務部門、通信部門および法務部の代表者が含まれる。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（2016年改定）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。
- ・適正実施基準：規制対象子会社についての適正実施基準の遵守は、毎年、当該子会社が統制し、エネルギー規制委員会がチェックの上、年次報告書において監査結果を報告する。

(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。

保険の組織機構および方針

当グループの保険部門は、保険により管理可能なリスクの費用合計（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）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を職務とする。

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） 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（EDFおよび該当する子会社共通のプログラム）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、当グループの財務担当常務取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび企業財務部門に対し、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。

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探鉱および生産に関する資産が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基金は、EDFが保険プログラムの費用および保険市場へ支払われる保険料の額を削減することを可能にする。

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。

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。

損害保険（原子力資産を除く。）

（ ） 契約上の損害保険プログラム

契約上の損害保険プログラムの対象範囲には、EDF、Enedis、EDF Energy、Edison、Dalkiaおよびその他の多く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（財産損害および営業損失に対して最大1十億ユーロ）を提供している。

この契約上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25百万ユーロを超えない。

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営業損失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3 4（2） 当グループのリスク管理および統制」を参照。

RTEは、自己の財産に特化した契約上の損害保険プログラムに加入している。

（ ） 「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（請負業者のすべてのリスクおよび建設/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・ボ

イントC、コンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン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。

() 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。

原子力施設の操業に対する特別保険

() 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23（3）（ ）（口）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

その後、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、とりわけフランス環境法第L.598-28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。

新たな法定基準を遵守するため、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、原子力民事責任をカバーし、関連する請求を管理するため、2016年2月18日付で保険の補償を取り付け、また実施するものである。

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。よって、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ELINIとの分担が確立されている。

この補償は2016年2月18日付で、期間3年で発効した。期間中に事業者に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23（3）（ ）（口）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、事業者の原子力負債制度はフランスの制度と類似している。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こと、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ることの規定している。

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は、Wagram Insurance Company DACに対する再保険により、このリスクの補償に寄与している。

原子力発電所の事業者の民事責任を規定する法の詳細については、「第23（3）（ ）（口）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

() 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34（3）（ ）原子力事業者の民事責任」および「第23（3）（ ）（口）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。

() 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34（3） 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) 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) の事業に関連して、EDF Inc.はNeil (原子力相互保険組合Nuclear Electric Insurance Limited) のメンバーである。

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、2016年は196.8百万ユーロである。

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、保険プログラムの展開速度および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およびEnedisは、2016年において25,143社の供給業者を利用していた(2015年は26,121社、2014年は26,349社であった。)。EDFおよびEnedisの供給業者上位5社は、2016年、EDF(燃料購入を除く。)およびEnedisの全体購入量の10.9%(2015年は10.8%、2014年は15%であった。)を占めており、供給業者上位10社では、全体購入量の15.8%(2015年は15.1%、2014年は20.8%であった。)を占めている。

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、核燃料サイクルの各段階に関与しているAREVAグループとの間に、非常に重要な商業関係を有する。AREVAグループは、原子力発電所の建設および維持管理にも積極的に取り組んでいる。フランスでは、AREVAグループは、原子力分野においてEDFの主要供給業者となっており、EDFはAREVAグループの主要顧客である。この点について、EDFは、AREVAグループと相互依存の状況にあると考えている。2016年7月、両グループは、AREVA NP事業の将来について協定を締結した。これは、両グループの協力関係を強化するための、包括的な戦略および産業要素も含んでいた(「第2 3 (2) () (ハ) (d) EDFとAREVAとの間における協定および株式譲渡契約」を参照。)。

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) () (ニ) 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グループに依存している。AREVAグループは、2016年においてEDFの購入の約52%を占めていた(2015年は44%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グループのComurhexの工場が供給している。
- ・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。EDFグループに代わってArevaが行うサービスは、Eurodifの工場の永久閉鎖による中断の後、2013年に再開し、これらのサービスの大部分は、Arevaの新たなジョルジュ・ベッセ第2工場により提供されている(「第2 3 (2) () (ニ) 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、AREVAグループおよびWestinghouseグループの2つの供給業者を利用している。Areva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) () (ニ) 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（2015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）（ ）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題 - 上流部門」を参照。）。
・MOX燃料の製造を対象とするリサイクルは、MELOX発電所において実施されている。

発電所の開発および維持管理分野

AREVAグループは、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、AREVAグループは、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AREVAとの間で、3回目の10年点検の際、44機のうち32機の蒸気発生器を1,300MWセグメントに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）（ ）（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機のうちの12機の1,300MWセグメントの蒸気発生器は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、AREVAグループと共同で開発した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、AREVA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。

（ ）本書を通して、または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、（ ）2015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（ ）2014事業年度に係る有価証券報告書中の「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」を通して、または2014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（下記に列举された契約を含む。）を除き、2016年Document de Référence、2015年Document de Référenceおよび2014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）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（「第2 3（2）（ ）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」および「第3 7（3）（ ）ヒンクリー・ポイントC：最終的な契約の調印」ならびに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3.2を参照。）
- ・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株式売買契約に添付された（「第2 3（2）（ ）（ハ）（d）EDFとAREVAとの間における協定および株式譲渡契約」および「第3 7（3）（ ）EDFとAREVAとの間におけるAREVA NPの事業の売却に関する法的拘束力のある契約の調印」ならびに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3.4を参照。）。
- ・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（およびその附属書類）（「第2 3（2）（ ）送電 - Réseau de Transport d'Électricité（RTE）」および「第3 7（3）（ ）EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurances：RTEとの長期的なパートナーシップに関する法的拘束力のある契約の調印」ならびに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3.5.1を参照。）
- ・2017年1月24日にEDFの取締役会により承認されたフェッセンハイム発電所の閉鎖に関する補償協定（「第2 3（2）（ ）（ヘ）原子力発電所の廃炉」および「第3 7（3）（ ）フェッセンハイム発電所の閉鎖に伴う補償協定」ならびに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3.7を参照。）

（2）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（本項については、2015年 Document de Référenceを参照。）。

- ・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事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（2）（ ）（ロ）中東欧諸国」および「第3 7（3）（ ）（ト）Budapesti Erőmű Zrt（BE Zrt）およびEnergie Steiermark Holding AG（Estag）の売却に係る最終決定」ならびに2015年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1を参照。）
- ・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事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（2）（ ）（イ）欧州北部」および「第3 7（3）（ ）（ト）Budapesti Erőmű Zrt（BE Zrt）およびEnergie Steiermark Holding AG（Estag）の売却に係る最終決定」ならびに2015年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.2を参照。）
- ・2015年7月30日に締結された、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事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（2）（ ）（ハ）（b）AREVAとの協定」を参照。）
- ・2015年10月21日にChina General Nuclear Power Corporation（CGN）とともに行った、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（2015事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（2）（ ）（ハ）（a）ヒンクリー・ポイントCのEPR」および「第2 3（2）（ ）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業 - ヒンクリー・ポイントC（HPC）」を参照。）

（3）2014年に締結された重要な契約

2014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（本項については、2014年 Document de Référenceを参照。）。

- ・2013年11月27日にEDFとEPHとの間で締結された、Stredoslovenska Energetika a.s.（SSE）における49%の持分のEPHへの売却に関する契約（2014事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 2 沿革」および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.7.1を参照。）
- ・2014年4月1日にExelonとの間で締結されたCENGに関する契約（2014事業年度に係る有価証券報告書中の「第3 7（2）（ ）（ロ）CENGに関するExelonとの最終契約」および「第2 3（3）（ ）（ロ）（a）既存の原子力事業ユニット：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）」を参照。）
- ・2014年7月25日にEDFとVeolia Environnementとの間で締結された、Dalkiaのフランスにおけるすべての事業をEDFグループが取得することに関する契約（2014事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（4）（ ）（イ）（d）Veolia Environnementとのパートナーシップの終了」および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.1を参照。）

- ・2014年11月6日に発表された、再生可能エネルギー分野の新事業者の設立に関するEdison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の契約の最終決定（2014事業年度に係る有価証券報告書中の「第2 3（3）（イ）発電事業」および「第3 7（2）（ヘ）Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の契約の最終決定」ならびに2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.2.2を参照。）

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ライン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。

- ・温室効果ガスの排出量に関する課題および規制を伴う化石燃料および地球温暖化。
- ・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つの優先事項を基準に構成されている。

- ・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。移行における重要事項の1つは、新しい再生可能エネルギーのパフォーマンスおよびエネルギー・システムへの統合方法の改善による開発とともに、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、従来の発電方法の効果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 - 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。

- ・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。
- ・エネルギー貯蔵、太陽光エネルギーおよび電気モビリティについて。
- ・小型モジュラー炉（特に、孤立する地域または輸送路線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事業ライン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。

2016年、当グループの研究開発予算の総額は、662百万ユーロに達し、そのうち572百万ユーロが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。

2016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2,029人の従業員（2009年におけるフルタイム換算）を有している。このうち83.19%はマネージャー職であり、31.3%は女性であり、134人が博士課程の学生であり、また55人が職業体験

プログラムの参加者である。104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を含む当グループの従業員数の合計は、2,255人（フルタイム換算では2,233人）である。

EDFの研究開発部門は、2016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、2016年においては従業員98人の純減となった。

研究開発部門は15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、化石燃料火力発電および水力発電、エネルギー管理、商務およびサービス、情報システムならびに環境）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atalog（2016年において提供された123コースのうち、23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、毎年更新される。ITechは、2016年において170,000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。そのうち3か所はフランスのパリ首都圏に位置しており、7か所はフランス国外に位置している（ドイツ、英国、ポーランド、中国、米国、シンガポールおよびイタリアに所在している。）。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489人および584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956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。

2010年11月、EDFの取締役会は、以前クラマルに所在していたEDFの中心的な研究開発センターをパリ・サクレーのキャンパスのバレーゾーに移設する計画を承認した。かかるセンターは、2016年に開設され、以前クラマルに勤務していた従業員の移動が3月から開始した。EDFは、当グループの調査員、博士課程の学生およびインターンを含む最大1,500人の従業員に職場を提供することを目的とするかかる新規センターの開設を通じて、研究開発部門に対する新たな熱意を表し、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。

これに関連して、EDFの研究開発部門の責任者および同部門を代表するすべての労働組合組織によって署名された新たな契約が2014年7月1日付で発効した。かかる契約は、利害関係者間の継続的な労働関係の結果であり、2016年に新たなセンターへ移動したEDFクラマル・センターの従業員に対して提供される援助を規定している。

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（*Ecole 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。
- ・EDF、Total、Air Liquide、Riber、Jobin Yvon、CNRSおよび国立理工科大学（*École Polytechnique*）によって設立され、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であるイル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）。かかるパートナーシップは、特に投資委員会によって監視される将来への投資に係る政府基金をエネルギー移行機関に資金提供する形で政府によって支援されている。

研究開発部門の有する施設には、CNRSと協同して運営する2つの研究ユニット（機械科学・産業応用研究所（IMSIA）（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（材料経年劣化研究所（MAI））がある。

研究を行うために、EDFは、強力かつ幅広い評価を得たデジタル・シミュレーション資源への投資を継続して行い、また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おり、その現在の処理能力の合計は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、内部のイノベーションをベースとした産業化および価値創造の可能性を強化し、外部のイノベーションからさらに恩恵を受けることを期待している。その目標は、当グループの産業プロセスにおけるイノベーションの一体化を可能にすることにある。

研究開発部門は、かかる目標を達成するために、現在設置しているイノベーション・ハブを通じて、新規事業のイノベーションおよび展開を支援するサービスを開発している。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。

- ・「今を革新する」イニシアチブの一環として当グループ内のイノベーションを支援し、加速させ、また活用すること。イノベーション、ビジネスまでの時間の加速および起業に係るプロセスの実行における事業ラインならびに研究開発部門の支援を含む。
- ・「未来への挑戦」イニシアチブの一環として画期的なモデルの予測および研究を援助すること。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の形で当グループの新規事業ラインを構成し得る。

EDFは、AllianzおよびBpi Franceとともに、Idinvest Partnersの管理により2012年5月に立ち上げられた、クリーン・テクノロジーを専門とする新興企業を対象としたベンチャー・キャピタル・ファンドであるElectranova Capitalの主要投資家である。約90百万ユーロの投資能力を有するElectranova Capitalファンドは、新技術を用いた革新的な商品の出現を促進することによって、低炭素エネルギー・モデルの難題に取り組むことを目標としている。

フランス企業4社を含む新興企業に10件の投資計画が実行された。すべての企業が1つ以上のEDFの各事業ラインとなんらかの関連を持っている。

- ・Actility：スマート・グリッドの分野における主要なフランス企業。
- ・Enlighted：エネルギー最適化を専門とし、リテール用建物、工業用建物およびサービス建屋の照明制御ソリューションを提供する企業。
- ・Forsee Power Solution：電池のデザインを専門とするフランス企業。
- ・Seatower：洋上風力発電所のための革新的な重力式基礎を開発した、ノルウェーの企業。
- ・SunFire：モビリティおよび電力貯蔵体のための燃料電池および電気分解を専門に扱うドイツ企業。
- ・Leosphere：2004年に設立され、今やLidar（レーザーおよび大気に対するレーザーの反射を用いた技術）の使用において世界をリードするフランスの中小企業。
- ・Techniwood：最新世代産業である高性能の、Panobloc®として知られる木質の絶縁複合構築システムを設計し、製作し、販売するフランス企業。
- ・Sunrun：米国における太陽光サービスに基づく消費者に対するソーラーパネルの大手販売会社の1社である米国企業。
- ・Organica Water：ハンガリーに拠点を置く、地方自治体および工業廃水に本質的に対処するための既成概念を超えたエネルギー効率の良い技術を開発し、販売する企業。
- ・FirstFuel：リテール用建物の質量エネルギーの監査活動を遠隔で行うための「デジタル」ソリューションを提供する米国企業。

かかる10件の投資を行い、Electranova Capitalの投資期間は終了した。この勢いを維持するためにEDFおよびIdinvest Partnersは、2016年の初めにElectranova Capital の設立を決定し、現在資金調達を行っている。

Electranova Capital は、既にアフリカにおける太陽光エネルギーのアクセス・キットの商業化において世界的リーダーである米国企業のOff Grid Electric (OGE) へ投資した。2016年11月、EDFおよびOGEは、コートジボワールにジョイント・ベンチャーを設立し、アフリカ西部の地方に電力を供給するための新たな送電網非接続型の太陽光エネルギー商品の発売を発表した。

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は世界の新興企業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5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。

(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ライン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発電源の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ラインの業績の改善。
- ・ 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。

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、顧客による個人レベルおよび地域全体レベル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。

この環境により、EDFグループの販売業者は複数の問題に直面している。

- ・ 料金体系および価格の変化。
- ・ 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・メーターおよび関連事項の出現により、一般市民はこれら新しいスマート・テクノロジー(管理およびよりカスタマイズされたサービス等)により実現した新たなサービスを利用できるようになる。
- ・ 行動の変化を伴う顧客の期待の高まりとともに、さらなるデジタル化を招く顧客関係の変化。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、会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。
- ・ フランスのエネルギー移行および「NOTRe」境界改革法により増大する地方の利害関係者の権限。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、自身のエネルギーの将来に関してより一層の権限を有するようになる。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。
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4つの優先事項を中心としてその活動を再構築している。
- ・大胆な需要管理を促進することにより電力システムの柔軟性に関する新たな需要に対応するために、()顧客傾向観測所による社会的期待の認識の向上、()顧客データとオンラインデータの相互参照(すなわちビッグデータ手法)による需要の認識の向上ならびに()新価格の認識の向上を提供するための手段および方法を構築すること。かかるテーマは、対象となる市場に基づいて以下の3つの各プログラムにおいて共有される。
- ・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。
- ・新技術および関連データ処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方法の開発、ならびにLinkyメーターおよびスマート・デバイスの機能性と適合することができる住宅用市場に向けたメーターから下流のエネルギー・サービスを開発するためのツールの設計。かかる活動を行うプログラムは、B2C市場も管理している。
- ・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、EDF ENR Solaireの「*Mon Soleil et Moi*」ソリューションと共同で、顧客の施設によって生産された太陽光発電による電力の自家消費量を増加させるための、住宅用顧客の太陽光発電および消費を管理するメーターの開発を行う。

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、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を開発した。顧客に対するサービス提供としてのこの技術の展開は、現在進行中である。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を可能にするイノベーションも開発された。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。

この研究は、特にナイス・グリッドおよびスマート・エレクトリック・リヨン等のスマート・グリッドのデモ用モデルを通じて現地で実施されており、研究開発部門は、かかるスマート・グリッドのデモ用モデルにおいて、様々な種類の柔軟性のある需要(負荷管理、繰延された消費、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)を包括する新しいモデルの検討を行っている。

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、ガス供給、スマート・サーモスタットによるボイラー管理およびデジタル顧客との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援助した。

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。研究開発部門はまた、都市計画に関する意思決定支援ツールを開発するため、シンガポールとのパートナーシップに投資している。EDFと都市住宅の建築大手であるシンガポール住宅開発庁が2013年6月に締結した「シティ・オブ・ザ・フューチャー」に関する契約に基づき、2015年中盤、EDFは都市のモデル作成のための革新的な3次元ツールを開発した。

シンガポール当局と連携することにより、このソリューションは、建物のエネルギー効率およびその空調システムに加えて、家庭廃棄物の回収をその対象分野としている。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新規プロジェクトを展開することが可能になった。2016年以降、特にシンガポールの太陽光発電を最適化するための新たな研究契約の締結に伴い、シンガポールと共同で新規開発地域に関する研究が行われている。

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）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（H₂）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。
 - ・特にRenault、PSA、RATPおよびSNCF等の主要な輸送事業者とのパートナーシップを通じて、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。
- スマート・シティー、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。

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應すること。
- ・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、送配電網資産の管理の改善に取り組んでいる。部品の耐用年数および機器故障を減らすことを可能にする要素に関して研究が行われている。
- ・2016年、過年度において開発されたシステムの産業化に伴い、配電網の自動化は新たな段階に突入した。
- ・研究開発部門はまた、電力システムおよびスーパー・グリッド（電力システムの技術および経済の基礎を変える再生可能エネルギーの導入により出現し得る大規模なDCグリッド）にも取り組んでいる。

3つ目の業務分野は、電力システムのスマート・グリッドへの移行および断続生産の統合を管理することを目的とする。

- ・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、送電網の損失の予測を改善し、また地域のエネルギー・バランス予測（エネルギー源の代替）を開発するためのソリューションに取り組んでいる。
- ・研究開発部門は、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更新するために、気象予報機関と協力して取り組んでいる。
- ・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。
- ・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、電力加熱等に関する負荷管理によって需要の急激な増加を緩和することの実現可能性を表すことを可能にする。
- ・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デモ用モデルの開発が現在進行している。研究開発部門は、かかる開発に対して著しく貢献した。今年、かかるデモ用モデルのフィードバックにより、この開発作業の成果が明らかになる。

より具体的に、当社は事業モデル、市場構造およびエネルギー規制についての技術的および経済的結論ならびに社会的および環境的結論の研究に努める。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。

- ・高電力の試験用の研究所。
- ・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、スマート・グリッドを構成する革新的な機器および「スマート」システムの設置の検査および試験を実際の電力網で使用される前に行うことをその目的とする。

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組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。例えば、2016年に研究開発部門は、地震が発生した場合における当社の原子力発電所および水力発電所の頑強性が規制上の最新の条件に適合することを証明する計算コードを開発した。

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。

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。かかる協会には、事業者、研究機関および安全当局から20か国80人のメンバーが集結している。EDFはこの協会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」、ならびに管理および非破壊的な評価に加えて実務（特に安全性において）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。

2016年に、EDFはフランス政府の「将来への投資」プロジェクト（「将来への投資」は、フランスの経済発展に係る研究および革新的取組みへの資金提供を目的とした、フランス政府による貸付金である。）の一環として、2012年に開始した将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係るコネクションプロジェクトを終了させた。かかるプロジェクトは、発電所のデジタル化された計装および統制システムの設計、分類および修理について将来の手法を開発する意欲的な研究プログラムのために、フランスの原子力分野における産業および学術パートナーが連携して研究を進めるものである。かかるイニシアチブはまた、分野内における産業ソリューションの調和の必要性にも取り組んでいる。このプロジェクトの過程で開発されるシステムの工学的手法は新規の原子力発電所モデルを設計する他のプロジェクトにも活用され、当グループが導入するデジタル移行方針にも貢献する。

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エネルギー等幅広く再生可能エネルギー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。

- ・投資リスクの軽減。例えば、EDFの研究開発部門は、EDF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、風力発電のタービン・システムおよび基礎の設計、タービンの認定、発電可能量の評価方法に関する専門知識について）、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。
- ・パフォーマンスの改善。例えば、研究開発部門は、風力タービンのパフォーマンスを測定するソリューションの開発に携わっている。
- ・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。これには変動する再生可能エネルギーを統合するための様々な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費用および制限の評価を含む。

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。

- ・科学的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。
- ・当社の水域および地上の環境に及ぼす影響を認識し、管理すること、当社の進展計画を活用することならびに当社の副産物を制限し、回収すること。例えば、2016年には、水力発電所のある渓谷における堆積物の流れを理解するための物理的モデルおよびデジタル・シミュレーションが構築された。
- ・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を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1年間延長され、2014年初頭には原子力研究開発に関する新しい契約が締結された。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（*equipe 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 energetique*、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。最終的には、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。
- ・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、2012年に、「将来への投資」イニシアチブの一環として、将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係るコネクションプロジェクトの立上げを推進した（「第3 6（2） 競争力のある低炭素発電構成の強化および開発」を参照。）。欧州においては、研究開発部門は約30の欧州連合のプロジェクトに参加しており、欧州連合のエネルギー分野および輸送分野の研究を行い、とりわけ電力貯蔵に関する低炭素技術の分野に関する共同研究をその目的とする共同研究センターとの関係を築いている。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。近年、シュツットガルト大学のフラウンホーファー研究機構およびベルリン工科大学とのパートナーシップ契約が締結されている。

2010年以降、ポーランド、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、原子力分野（AGRの耐用年数の延長）においてか、デジタル顧客においてであるか、または洋上風力発電所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の発展に対して直接的な支援を提供している。

EDF Polskaの研究チームは、高度な石油燃料研究およびバイオマス混焼、ならびに近年では暖房ネットワークに専念している。Polska研究開発センターはクラクフのAGHおよびプロツラフ大学を含むポーランドの大学との共同研究を進めている。

北京を拠点とするセンターは、スマート・グリッド、持続可能な都市および複数の再生可能エネルギー技術の中国国内の大規模なデモ用モデルに参画する際には特別な資産となる。かかるセンターは、中国における原子力研究のパートナーシップの推進を支援するためにも利用されている（「第2 3（2）（ ）（ ）（a）中国における事業」を参照。）。かかるセンターの創設により、中国における産学連携は大幅に発展した。例えば、EDFは、中国において熱力学的太陽光発電に係る共同研究プログラムを締結した。中国科学院電工研究所と進行中の協力は、主に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への取組みに関する。EDFの課題の1つは、かかる施設にて行われた実験から得られた測定結果を使用して、モデル化の資源をさらに発展させること、および国際的な太陽光発電プロジェクトの産業用の開発

を促進することである。かかるセンターは、電力網の分野において、State Grid Corporation of Chinaの子会社である中国電力研究所（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の商業成長の目標達成を援助するために、デジタル顧客および「スマート・ホーム」の分野におけるプログラムを開発した。2015年に、Edisonおよびトリノ大学はこれらの分野専門の共同研究所を設立した。

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。これに関連してEDFのイノベーション研究所は、米国の送電網事業者であるPJMに対してシステム・サービスを提供するように設計された、EDF ENによる20MWのマクヘンリー貯蔵プロジェクトの開発に貢献した。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。

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。

（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

2016年末現在において、EDFのポートフォリオには、551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、1,678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、EDF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に最大限の影響を与えることを目的としている。

EDFは、2016年に63件の特許申請を行った（2015年は64件）（Enedisも1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資産を表す重要な要素であり、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、イメージに悪影響を及ぼす可能性のあるあらゆる悪意の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。

2016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、1,335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2016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2016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、2016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2016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2016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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
売上高	71,203	75,006	3,803	-5.1	-3.2
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,414	17,601	1,187	-6.7	-4.8
営業利益 (EBIT)	7,514	4,280	3,234	+75.6	+76.6
連結会社の税引前利益	4,181	1,692	2,489	+147.1	+148.0
EDFの純利益	2,851	1,187	1,664	+140.2	+141.4
経常外項目を除く純利益 ⁽¹⁾	4,085	4,822	737	-15.3	-15.0

(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37(4) 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)	2016年	2015年
EDFの純利益	2,851	1,187
一般電力網に関する欧州委員会による決定 ⁽¹⁾	-	354
その他（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を含む。）	233	86
減損	1,001	3,195
経常外項目を除く純利益	4,085	4,822
永久劣後債の持参人に対する支払額	582	591
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	3,503	4,231

(1) 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税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日	2015年12月31日
非流動資産	147,626	149,439
棚卸資産および営業債権	37,397	36,973
その他の資産	66,238	69,536
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RTE ⁽¹⁾ および ジョイント・ベンチャーへの貸付金	25,159	22,993
売却目的保有資産 ⁽²⁾	5,220	-
資産合計	281,640	278,941
自己資本（EDF持分）	34,438	34,749
自己資本（非支配持分）	6,924	5,491
特別委譲負債	45,692	45,082
引当金	74,966	75,327
借入金およびその他の金融負債	61,230	60,388
その他の負債	56,281	57,904
売却目的保有に分類された資産に関連する負債 ⁽³⁾	2,109	-
自己資本および負債合計	281,640	278,941

(1) RTEとは、フランス・エネルギー法に基づき独立したEDFの子会社である。

(2) 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。）。

(3) 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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
当グループのキャッシュ・フロー ⁽¹⁾	1,565	2,064	+499	+24.2

(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)	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	65,195	64,183	1,012	+1.6
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	3,965	3,795	170	+4.5
売却目的保有資産に関連する負債 ⁽¹⁾ 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	2,893	4,182	1,289	-30.8
売却可能金融資産 - 流動性の高い資産	22,266	18,141	4,125	+22.7

RTEへの貸付金	-	670	670	-100.0
売却目的保有資産 ⁽¹⁾ に組み替えられた金融資産	104	-	104	+100.0
純負債額⁽²⁾	37,425	37,395	30	+0.1

(1) 2016年における売却目的保有資産の純負債額は主にC25（RTE株式所有会社）およびポーランドの会社に関連している。

(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である。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

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。

2016年における欧州の電力スポット価格は、2015年よりも全体的に低かった。これは主として、とりわけガスおよび二酸化炭素の燃料価格が下落したこと、ならびに2016年は前年より全体的に寒かったものの、2015年および2016年の冬季が特に温暖であったことに起因する。2016年末には、とりわけフランスの原子力安全当局（ASN）の要請による追加調査を実施するためのフランスの原子炉数基の操業停止および燃料価格の上昇により、スポット価格が上昇した。

() 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：Belpex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
2016年のベースロード平均価格（ユーロ/MWh）	36.7	49.1	42.8	29.0	36.6
2016年/2015年のベースロード平均価格の変動率	-4.5%	-11.8%	-18.2%	-8.4%	-18.0%
2016年のピークロード平均価格（ユーロ/MWh）	45.7	57.4	48.0	35.2	46.7
2016年/2015年のピークロード平均価格の変動率	-2.0%	-7.0%	-18.1%	-9.8%	-13.4%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスでは、2016年の電力スポット価格は、2015年から1.7ユーロ/MWh下落し、平均36.7ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、主として当年度第1四半期ならびに（程度は低い）第2四半期および第3四半期における状況に起因する。かかる下落は、前年同期と比較して平均0.7 低かった第1四半期の気温および年初における燃料価格の下落に起因する。しかしながら、年間平均スポット価格は、スポット価格が2015年同期と比較して19.2ユーロ/MWh高かった2016年度最終四半期に押し上げられた。

当年度の合計消費量は、2015年と比較して1.5%とわずかに増加した（出典：RTE）。1つの重要な要因は、その季節の平均をわずかに下回り、かつ2015年度最終四半期より2.2 低い気温を記録した2016年度最終四半期において消費量が、前年同期と比較して6.5%増加したことであった。

また2016年は、ASNの要請による蒸気発生器ヘッドの炭素含有量の調査を実施するための当年度下半期における原子炉数基の継続した供給停止により特徴付けられた。水力発電所および化石燃料火力発電所（特にガス火力発電所）の使用が増加した。水力発電量および太陽光発電量は2015年より増加した一方で、風力発電量は比較的安定していた。国境を越えた電力取引の差額は減少したが、EDFの輸出額は引続き輸入額を上回った。

英国では、2016年の電力スポット価格は2015年と比較して11.8%下落し、平均49.1ユーロ/MWhとなった。しかしながら、スポット価格は9月から11月までの間にピークに達し、9月19日には199ユーロ/MWhにまで上昇した。かかるピークは、風力発電量が例外的に低く、発電所供給力が乏しく、かつ電力輸入がより制限されていた時期の気温の低下に伴った高い需要に起因する。

イタリアでは、2016年の平均スポット価格は前年から18%下落し、42.8ユーロ/MWhとなった。

ドイツでは、スポット価格は2015年から2.6ユーロ/MWh下落し、2005年以降の最低平均価格となり、かつ西欧において最低記録である平均29.0ユーロ/MWhとなった。ドイツは欧州最大（約88GWの設備発電量）の風力発電所および太陽光発電所を有

し、また例外的に低い需要および不可避な再生可能電力の高発電量が組み合わさった影響により価格の下落を数回経験した。さらに、ドイツの風力発電量は12月27日にピークの約37GWに達し、太陽光発電量は5月にピークの26GW超に達した。それにもかかわらず、ドイツのスポット価格は原子力発電所の非稼働率の上昇により、12月半ばに過去3年間で最高価格に達した。原子力燃料に課される税金が2017年1月1日に終了する予定であったため、事業者は原子炉の燃料の補充を新年まで待つことにした。

ベルギーでは、スポット価格は2015年と比較して8.1ユーロ/MWh下落し、平均価格は36.6ユーロ/MWhを記録した。ベルギーのスポット価格は、全体的にフランスのスポット価格と同様に下落傾向をたどり、かかる傾向は、2015年における長い操業停止期間を経て再稼働したベルギーのドゥル1、ドゥル2およびチアンジュ3原子炉によって強くなった。当年の後半には、チアンジュ1原子炉の9月からの操業停止がスポット価格に対して上昇圧力をかけた。

() 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：2015年4月から2016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
2017年年次契約に基づく2016年ベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	33.3	47.9	41.2	26.6	33.4
年次契約に基づく2016年/2015年のベースロード平均先物価格の変動率	-12.7%	-18.5%	-12.7%	-14.2%	-23.0%
2017年年次契約に基づく2016年12月28日現在のベースロード先物価格（ユーロ/MWh）	40.3	55.7	46.9	34.3	39.6
2017年年次契約に基づく2016年のピークロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	44.6	55.0	47.1	33.5	43.6
年次契約に基づく2016年/2015年のピークロード平均先物価格の変動率	-5.2%	-17.3%	-10.7%	-14.3%	-16.1%
2017年年次契約に基づく2016年12月28日現在のピークロード先物価格（ユーロ/MWh）	51.0	62.6	52.3	42.1	50.6

欧州における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供給の平均価格は、主として特にガスおよび二酸化炭素の燃料価格の下落により、2015年よりも低かった。第1四半期の下落後、価格は第2四半期から回復し、秋季には数回にわたり特に大きく変動した。

フランスでは、年次契約に基づくベースロード平均価格は、主としてガスおよび二酸化炭素の価格の下落により、2015年から12.7%下落し、33.3ユーロ/MWhとなった。しかしながら、2017年年次契約に基づくベースロード価格は、年初より7.2ユーロ/MWh上昇し、40.3ユーロ/MWhで2016年を終えた。主として第4四半期に集中したかかる価格の上昇は、当初上昇した石炭およびガスの価格ならびにASNの要請による蒸気発生器の追加調査のために、対象となる原子炉を操業停止する必要性が生じた2017年度第1四半期における原子力発電所の供給力の不確実性により説明される。12月初旬に炭素偏析の問題により懸念されている原子炉12基のうち8基の再稼働をASNが許可した後、2017年度第1四半期の価格が約12ユーロ/MWh下落したため、2017年年次契約に基づく価格は約6ユーロ/MWh下落した。その後、石炭および二酸化炭素の価格の上昇により、先物価格は再度上昇した。

英国では、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は、ガス価格の傾向と連動して、2015年の水準から18.5%下落した。それにもかかわらず、英国のガス価格の上昇傾向を受け、価格は2016年を通して全体的に15%上昇したが、ユーロ建ての価格についてのかかる上昇は、ブレグジットの国民投票後の6月23日に始まった英ポンドの下落により相殺された。

またイタリアでも、年次契約に基づくベースロード価格は大幅に下落し、2015年よりも平均6ユーロ/MWh下落した。この下落は、イタリアにおける電力発電がガス火力発電所に大きく依存していることによるガス価格の下落および再生可能エネルギーの設備容量の向上により説明される。

ドイツでは、年次契約に基づくベースロード価格は、2015年と比較して平均14.2%下落した。かかる下落は、燃料価格の下落に起因するが、2017年年次契約に基づく価格は年初から年末までの間で8ユーロ/MWh上昇し、26.3ユーロ/MWhから34.3ユーロ/MWhに上昇した。ドイツの価格は、最終四半期を除き、全体的にフランスの価格と同様の傾向をたどった。また、ドイツのエネルギー構成において石炭火力発電所は重要な要素であるため、ドイツの価格は、年間を通して大幅に上昇した石炭価格によってさらに影響を受けた。

ベルギーでは、2016年の年次契約に基づくベースロード価格は、2015年から23%の下落を記録し、平均33.4ユーロ/MWhとなった。かかる価格は、全体的にフランスの年次契約に基づく価格と同様の傾向をたどった。

() 二酸化炭素排出権価格（フェーズ（2013年 - 2020年）の年次契約に関する平均ICE価格）

2017年12月の引渡しに係る二酸化炭素排出権価格は、年初から1.6ユーロ/トン下落して、年末には6.6ユーロ/トンとなった。かかる下落は、一年を通して対照的な変動を打ち消す。欧州における産業の見通しの下方修正による割当量に対する需要の減少および石炭火力発電所の使用予測の減少を受け、価格は2016年初めに急激に下落した。かかる下落は、2015年7月にお

ける欧州議会の市場安定化準備制度の採択後の価格の上昇の影響を相殺した。また、英国のメリットオーダーにおいて、石炭火力発電所とガス火力発電所の順位が逆転した。ガス火力発電所はより経済的に稼働し、かつ1MWhあたりに排出する二酸化炭素が石炭火力発電所の約半分以上であるため、二酸化炭素排出権の割当量に対する需要予測が著しく減少した。その後、フランスにおける炭素価格の底値の導入の見通しに沿って価格は上昇したが、かかる上昇は、温室効果ガス排出量をめぐる闘いにおいてフランスが主要同盟国である英国を失うことを意味する「ブレグジット」の国民投票の結果によって中断された。秋季には、ASNの要請による調査のためにフランスの原子力発電所が操業停止状態にあったことにより、二酸化炭素の価格が上昇し、その結果、とりわけ石炭、ガスおよびドイツの亜炭を燃料とする火力発電所の使用が増加した。最後に、マラケシュにおける気候変動枠組条約第22回締約国会議（COP22）にて反温室効果ガス排出政策の実施に向けた具体的な措置が取られなかったため、11月には価格のさらなる下落が観測された。

() 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、IPE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 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWhg)
2016年平均価格	53.7	45.1	15.5
平均価格変動率（2016年/2015年）	-1.7%	-15.7%	-24%
2016年最高価格	77.6	56.8	18.9
2016年最低価格	36.5	27.9	12.9
2015年終値	44.0	37.3	15.8
2016年終値	70.3	56.8	18.9

2016年末の原油価格は、年初から19.5米ドル/バレル上昇し、56.8米ドル/バレルとなった。地政学的な事象および石油輸出国機構（OPEC）の加盟国と他の石油生産国との間で開催された需要の低迷を考慮した協調減産に関する会合に対して市場が反応したため、当年度の価格は著しく変動した。中国経済に関する懸念およびイランと西欧勢力との間の核合意後のイランの輸出量の強い回復の見通しにより、1月には市場が著しく低迷し、石油価格は1月20日に当年度の最低価格である27.9米ドル/バレルに達した。その後、供給側の緊張により、長期間にわたる価格の上昇傾向が夏季まで続いた。例えば、カナダでの山火事はアルバータの電力発電量に大きな影響を及ぼし、世界最大の石油生産国の1つであるクウェートでは、かつてないほどの石油産業のストライキが起り、また当時の価格水準では採算性が合わなくなったため、米国の一部のシェール油井が閉鎖された。とりわけ4月にドーハで開催された会合後に石油の協調減産の初めての試みが行われたが、イランは興味も示さず、かつ関与もしなかった。7月以降は、中国による需要が落ち込み続けたことおよび最終的に米国の油井の閉鎖が予想より大規模ではなかったため、石油価格が再び下落した。ウィーンにおいてOPECの主要加盟国とロシアとの間で石油の減産の合意がなされた11月末から12月初めまでの間には、価格が好転した。かかる合意は、米国を除く主要の石油生産国が対象であり、穏やかな需要水準に応じて供給量を制限する。さらに、かかる合意ではイランの要求が入れられ、イランが2005年の生産水準へと戻り、かつ世界の石油市場において主要な輸出国としての地位を取り戻すことが可能となった。

2017年において欧州に供給される石炭先物価格は、年初から26.3米ドル/トン上昇し、2016年末には70.3米ドル/トンとなった。かかる上昇は、実質的に年間を通して継続した。価格は夏季および秋季に速いペースで上昇し、11月7日には77.6米ドル/トンのピークに達し、その後わずかに下落した。2016年の主要な要素は、不採算な鉱山の閉鎖および鉱山労働者の労働日数の制限によって生産量を削減する中国の動きであった。かかる動きの目的は、中国現地の石炭生産量を年間10億トン削減することであり、これは毎年欧州によって輸入される200百万トンと比較されるべきの石炭量である。もう1つの要素は、価格にさらなる重圧をかけたインド、ベトナムおよび韓国等のアジア諸国による強い需要である。また、米ドルに対するルーブルの高騰は、ロシアの米ドル建ての石炭生産費用の増加に寄与し、したがって、市場価格の増加にも寄与した。さらに、フランスにおける原子力発電所の供給力の低下を補うための火力発電所（特に石炭火力発電所）のより広範囲な使用の見通しも、秋季における価格の上昇を際立たせた。その後11月には下落が続き、かかる下落は、中国の供給制限の政策が緩和され、800超の鉱山が割当量より多く生産することを許可されたことおよび高い市場価格を考慮してオーストラリアの一部の鉱山が再開されると期待されていたことに起因する。その後、年末には新たに価格の上昇傾向が始まり、欧州への主要な輸出国であるコロンビアにおけるストライキならびに鉄道および船による一部の輸出を妨げたロシアにおける厳しい気象条件によって再び70米ドル/トンを超えた。石炭の生産費用を大きく影響する石油価格の上昇もまた、かかる傾向を強めた。

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、2015年と比較して4.9ユーロ/MWhg（-24%）下落し、2016年には平均15.5ユーロ/MWhgで取引された。しかしながら、年末のガス価格は上昇傾向にあった。当年度にわたる下落は、一

方では長期契約の指数化を通じてガス価格を引き下げた2016年初めにおける石油価格の下落および他方では欧州のプラットフォームの良好なガスの供給水準によって説明される。欧州レベルでの十分なガス在庫は、英国のラフ・ガス貯蔵施設およびオランダのフローニンゲンのガス田による生産制限に関連する価格の上昇圧力を緩和した。かかるガス田による地震のリスクを抑えるために生産量の上限を下げることにに関する議論が当年度中に行われ、2014年の上限は42.5bcmのままであったが、最終的にオランダ政府は、正式な上限を24bcm（十億立方メートル）まで下げることを決定した。英国では、国の貯蔵容量の3分の2を占めるラフ・ガス貯蔵施設の事業者が、2017年冬季にのみ充填を再開できることおよび一部の井戸からの抽出が制限されることを7月に発表した。かかる発表は、需要を満たすために英国が相互接続を使用しなくてはならないため、先物価格を押し上げた。

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。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2016年の電力消費量は全体で、2015年と比較して1.5%増加した。電力消費量は前年同期と比較して、主に温暖な天候であったため、1月および2月に約4.5%減少し、その後気温が低下したため、3月、4月および5月に増加した。6月および7月の空調使用量は、2015年の同月と比較して減少（それぞれ-1.3%および-3.4%）し、電力消費量の減少に貢献した。9月の気温は2015年においては平年を下回り、2016年においては平年を上回ったが、電力が暖房ではなく空調に使用されたため、9月の月間消費量は実質的に安定していた。

年末における消費量は、11月および12月が前年より寒かったため、6.5%増加した。

英国では、推定電力消費量は、2016年が全体的に2015年より寒くなかったため、暖房による電力消費量が減少し、主として消費量の減少および温暖な天候により、2015年から0.8%減少した。イタリアにおける電力消費量は、2016年の好ましくない気象条件の結果、2015年と比較して-2.1%減少した。

2016年のフランスにおける天然ガスの推定消費量は、2015年から9.2%増加した。3月以降の月間需要は前年同期と比較して毎月高く、11月および12月における増加はより際立っていた。当年度の平均気温は2015年より0.5 低い12.5 となり、全体的な消費量の増加を生じさせた。また、ガス火力発電所の使用の増加も、より重要でないが、需要増加のもう1つの要因であった。

英国における天然ガスの推定消費量は、主に2016年における石炭火力発電所の閉鎖を受けてガス火力発電所による電力発電量が増加したことにより、2015年から2.6%増加した。イタリアでは、水力発電所および石炭火力発電所が生産水準を引き下げたことを受けてガス火力発電量が増加した結果、天然ガスの国内需要が5.2%上昇した。

電力および天然ガス販売料金

フランスの料金に関する最近の発展の詳細は、「第3 7（3）（ ）（ホ）フランスの規制電力販売料金」を参照。

英国では、卸売市場のガス価格の下落により、2016年3月24日にEDF Energyがガス料金を5%引き下げた。かかる引下げは、英国のその他の5大エネルギー供給業者により2016年2月から3月までの間に適用されたガス料金の引下げと軌を一にするものである。

2016年12月16日にEDF Energyは、2017年に向けた料金改定（2017年1月6日からのガス料金の5.2%の引下げ、前払顧客を対象とする2017年1月6日からのガス料金の12.9%の引下げおよび2017年3月1日を実施日とする電力料金の引上げ）を発表した。

2015年3月上旬、新たな、より競争力のある固定料金関連商品が、B2Cセグメントにおいて採用された。「2016年6月の青色価格保証」は、2016年6月（同月を含む。）まで年間965英ポンドの固定料金を保証し、「2017年2月の青色価格保証」は、2017年6月（同月を含む。）まで年間999英ポンドの固定料金を保証した。

天候：気温および降雨量

2016年は2015年より寒冷な年であり、フランスの平均気温は平年を-0.2 下回った。

2016年1月および（程度は低いものの）2016年2月には、季節に対して比較的温暖な気温を記録した。しかしながら、2016年春季は涼しい天候の頻度が多かったため、3月、4月、5月および6月の気温は平年の水準を1.0 から1.5 下回ったままであった。夏季の終わりには熱波が到来し、9月は平年を平均2 上回る全体的に温暖な1か月となり、その後、10月には平年を1.1 下回る対照的な涼しい気温が続いた。最終的に年末の気温は、ほぼ平年並みとなった。

2016年の西欧の降雨量は平年並みであったが、一部地域（フランス南部およびイタリア北部）では降雨量が不足し、また東欧（特にオーストリア、ハンガリーおよびスロヴァキア）では降雨量が十分であった。とりわけ中欧およびロシア付近の国々において、大気中の気温は平年より高かった。

フランスでは、降雨量の不足を観測した南アルプスおよびピレネー東部を除き、2016年度上半期の降雨量は全土にわたって十分であり、2015年末に観測された著しく低い水位を補うものとなった。かかる降雨量は、北アルプスおよびフランスのライン渓谷において過剰な降雪量をもたらした。当年度下半期には、11月を除き、全体的に降雨量が不足した。

異常気象の結果、フランスの水力発電容量は、2016年度上半期において標準をしばしば上回ったが、9月、10月および12月の水流が著しく低かった当年度下半期（11月を除く。）において標準を下回った。

（３） 2016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）にて入手可能である。）

2017年2月13日に開催された取締役会の会合

EDFの取締役会は、2017年2月13日に開催された会合において、2016年4月22日付の発表のとおり、総額約40億ユーロ（発行プレミアムを含む。）の既存株主に対する優先引受権による増資を行うことを決定した。

EDFの筆頭株主であるフランス政府は、総額約40億ユーロのうち30億ユーロの新株を引き受けることを確約した。

フランスにおける900MWのPWR系列（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を50年に延長

当グループは、フランスにおける900MWのPWR発電所の耐用年数を産業上の戦略に沿ったものにす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2016年に満たされたと考えている。

既に完了した、とりわけ部品の交換および機器の老朽化の管理に関する研究および取組みに基づき、当グループは、発電所について少なくとも今後50年間稼働できる技術能力を十分に確保した。この見解は、国際的なベンチマークによっても確認されている。

また当グループは、「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」総点検プログラムの一環として、当該系列の4回目の10年点検の内容に関する問題について、原子力安全当局（*Autorité de Sûreté Nucléaire*）（ASN）と進展させている。いくつかの点については未だにまとめられていないが、点検の構成要素については、現在ASNと収斂段階にある。このことについては、ASNがEDFに対して2016年4月に送付した、ASNが当該点検のために会社の選択する題目および義務に関して合意した再点検指針書類への回答に反映された。これは、最初の点検が開始される数か月前に公表される予定のASNの包括的な意見を待つ間、安全な10年点検の産業上の準備を開始するにあたり、プロセスにおける重要な節目となる。

900MWのPWR系列は、4回目の10年点検が完了した時点で、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。

また原子炉の耐用年数を40年超に延長することにより、その他の種類の発電と比べて原子力が依然として生産コストの競争力を有するため、長期的な低価格シナリオにおいても高い採算性を確保できる。

さらに、40年超稼働する方針は、確実な電力供給に必要なものとして、2016年10月27日付命令第2016-1442号により導入された、フランスの複数年にわたるエネルギー計画（*Programmation Pluriannuelle de l'Energie*（PPE））において規定されている。900MW系列の耐用年数の延長は、PPEの（とりわけ再生可能エネルギーの開発および温室効果ガス排出量の管理に関する）目標と一致する。

これらのすべての要因を考慮して、当グループは、900MW発電所における耐用年数の最適な見積り年数は、現在50年であると考えている。ただし、この会計上の見積りは、ASNが法律に要求されるところに従い現在実行しているとおり、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による決定に影響するものではない。

結果として当グループは、2016年1月1日に、フランスにおけるすべての900MW系列の発電所（フェッセンハイムを除く。）について、かかる会計上の見積りを変更した。

かかる見積りの変更による会計上の影響は、2016年度の連結財務書類の注記3.1「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」に記載される。

EDFの原子力発電所に関する情報

2016年10月7日、EDFは、炭素偏析の問題により懸念される、すべての蒸気発生器の全面的に安全な稼働を裏付けるために、フランスの原子力安全当局（ASN）に対して技術報告書を提出した。

当グループの2016年9月21日付プレスリリースにおいて以前に示されたとおり、EDFは、炭素偏析の問題により懸念される原子炉18基の蒸気発生器が全面的な安全稼働に適合しているとの証明を裏付けるために、継続的に調査を行うことを発表した。このため、EDFは、2016年における原子力発電量の修正予想値（380TWhから390TWh）を発表した。

2016年10月21日、当グループは、同日現在稼働中であり、10月18日のASNからの要請を受け、調査の対象となる原子炉5基（トリカスタン2、トリカスタン4、フェッセンハイム1、グラブリンヌ4およびシボー1）について、計画的な供給停止日

を電力市場に伝えた。6基の原子炉が既に再開の許可を得て通常運転しており、7基は調査が完了または実施される間閉鎖されていた。

2016年11月3日、ASNとの協議を踏まえ、EDFは、電力市場に対して、5基の原子炉（ピュジョイ4、グラブリンヌ2、トリカスタン1、トリカスタン3およびトリカスタン4）の再開が12月下旬に延期されたことを伝えた。その結果、当グループは、2016年における原子力発電量の目標値を380TWhから390TWhであったのを378TWhから385TWhに修正した。

12月5日、ASNは、この炭素偏析の問題により懸念される900MWの原子炉の再開について、個別の各原子炉につき検証を行うことを条件として、原則的に合意した。該当するすべての原子炉は、ASNによる個別調査を経て2017年1月末までに運転を再開した。

EDFは、1月初めに、資産に関する情報および電力網の安全上の問題を考慮して、該当する最後の2基の原子炉（シボー1およびトリカスタン2）に関する2件の調査の延期を要請する書面をASNに対し送付した。ASNは、トリカスタン2については1月12日付決定において、またシボー1については1月17日付決定において、かかる延期を承認した。

また、2017年1月17日、ASNはこの炭素偏析の問題により懸念される1,450MW系列の原子炉に関して提供された一般パラメータを承認した。この承認により、2月初めにシボー1原子炉を電力網に再接続することが可能となった。

トリカスタン2原子炉は、2017年2月10日に電力網に再接続された。

EDFは、電力の需給バランスおよび供給の安全性の確保に責任を有するRéseau de Transport d'Électricité（RTE）と定期的に情報交換を行っている。

フランスにおけるEDFの原子力発電所廃炉の技術的および財務的な実現可能性に関する情報

2016年2月1日、フランス国民議会の持続可能な開発および計画委員会における事実調査委員会は、基礎原子力施設の廃炉の技術的および財務的な実現可能性に関する報告を発表した。この報告は、EDFを含むすべての原子力事業者に関連するものである。

EDFは、この報告における情報を踏まえ、以下の詳細を提示する意向である。

EDFは、同社の原子力発電所の廃炉について技術上および財務上の全面的な責任を負っている。

当グループは、現在、9基の原子炉の廃炉を進めている。

・ショーA（アルデンヌ）：現在フランスで稼働している最も典型的な原子力発電所である加圧水型原子炉
廃炉作業は2007年から開始され、2022年に完了する予定である。すべての電子機械設備は解体されており、現在EDFは原子炉容器の廃炉という最終工程の作業を進めている。作業は、計画および予算に沿って継続されている。

ショーA発電所の廃炉から得られた経験は、現在稼働している原子力発電所（これらのすべてに加圧水型原子炉（PWR）技術が使用されている。）に有効に活用される見込みである。

・現在廃炉作業が行われている他の原子炉8基には、3つの異なる技術（UNGG、高速中性子炉および重水炉）が使用されている。

これらのすべての廃炉施設において、作業は大きく進展している。これらの施設の廃炉には複雑なプロセスを要し、関連作業にはEDFの廃炉に関する専門技術が集約されている。世界の他の類似する廃炉施設と比較しても、EDFグループの廃炉施設は最も先進的である。

EDFは、可能な限り速やかな原子力施設の廃炉という同社の目標を確認している。当グループは、かかる目標の達成のため、グループ内および主要な業務提供パートナーとともに長期にわたり開発に取り組んできた特殊技術を利用している。

この事業の資金調達に関して、フランスの法律（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日付法律およびその施行規定）により、原子力事業者に厳しい要件を課す安全なメカニズムが創設された。

- ・当該法律は、原子力設備廃炉に係る費用および長期的な放射性廃棄物管理に係る費用の資金調達のために専用金融資産を配分することを義務付けている。
- ・これらの資産は、必要な時に確実に利用できるように、会社のその他の資産および金融投資とは別に分類管理されなければならない。
- ・これらの資産および積立金の総額は、取締役会およびフランス政府による厳正かつ定期的な監視および調査の対象となる。

戦略的開発

（ ） ヒンクリー・ポイントC：最終的な契約の調印

2016年9月29日、EDF、CGNおよび英国政府は、ヒンクリー・ポイントC発電所に関する契約を締結した。

これは、長年にわたる準備および計画を経て、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。

契約は、3つの側面を網羅する。

- ・EDF（66.5%）のリーダーシップの下、CGNの持分を33.5%として行われる、ヒンクリー・ポイントにおけるEPR2基の建設および操業。EDFは、後にその他の投資家をプロジェクトに呼び込む意向であるが、当初の持分を50%より低く減少させない。

- ・ EDF (80%) のリーダーシップの下で行われる、予定されている最終投資決定に向けたサイズウェル施設におけるEPR 2 基の開発。CGNは20%の持分を有することとなる。
- ・ CGN (66.5%) のリーダーシップの下で行われる、予定されている最終投資決定に向けたHPR1000テクノロジー (1,000MWの第3 世代中国製原子炉) の英国における適応および認証ならびにブラッドウェル施設における開発。EDFグループは、33.5%の持分を有することとなる。

詳細については、「第2 3 (2) () (ロ) (e) 新規の原子力発電所建設事業」、「第3 4 (1) 当グループの原子力事業に関する特定リスク」および2016年度の連結財務書類の注記3.2「ヒンクリー・ポイントC：最終契約の署名」を参照。

() EDFとAREVAとの間におけるAREVA NPの事業の売却に関する法的拘束力のある契約の調印

AREVAおよびEDFは、2016年7月28日に覚書を締結した後、11月15日付で、AREVA NPの100%子会社である「NEW NP」に対する独占的支配権をEDFに付与する持分の売却条件を定める契約に調印した。NEW NPは、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備基盤サービスに関連するAREVAグループの事業を兼ね備える。

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は、AREVA SAグループに属するAREVA NPに留保される予定である。ル・クルーゾ工場で鍛造された機器に関する一定の契約についても、その満期日や現在実施されている監査の一環として進行中の関連リスクの査定次第ではあるが、同様である。

ル・クルーゾ工場ならびに(必要に応じて)サンマルセルおよびジュモンの工場で製造された機器の品質監査により発見された瑕疵に関する契約上の義務についても、AREVA SAが通常どおり引き続き責任を負う。このため、EDFは、重大と分類される瑕疵の発見に関するリスクから完全に保護されている。

NEW NPの株式価値100%の売却価格(払込日における金融債務の譲渡が行われないことを条件とする。)は2.5十億ユーロで確定したが、当該価格には今後行われる可能性のある価格補正や価格調整は含まれていない。当該価格は、2017年の予想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。

従業員の代表組織への情報提供およびそれらとの協議のプロセスは終了し、2017年度下半期に終了する予定の売却の完了は、引き続き以下の事項に服する。

- ・ フラマンビル3 の原子炉の一次回路に対して行われた検査の結果に関して、ASNから肯定的な審査評価を得ること
- ・ ル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの各工場における品質監査を良好な結果をもって完了すること
- ・ 関連する合併規制当局から承認を得ること

EDFとともにNEW NPの株主となることに関心を表明した戦略的な投資家との協議が開始された。締結された契約の条件下で最大75%とされているEDFの取得持分は、かかる協議により下がることとなるが、少数持分共同出資者が最低25%を保有することとなり、依然としてEDFの独占的支配権が確保される。詳細については、「第2 3 (2) () 新たな原子力プロジェクト」および2016年度の連結財務書類の注記3.4「AREVA NP事業の取得に関する法的拘束力を持つ契約のEDFとAREVAによる署名」を参照。

2016年の中間配当における株式による配当オプションの実績

2016年9月30日、EDFの取締役会において、2016年について1株当たり0.50ユーロの中間配当が分配されることが決定され、かかる配当を現金で受領するか、または2016年5月12日に行われた株主総会で採択された第4決議事項に規定される条件に従い新株の形式で受領するか(株式による配当オプション)の選択肢を提供した。

オプション行使期間は、2016年10月5日(同日を含む。)から2016年10月21日(同日を含む。)までであった。

当該期間の終わりまでに、2016年の中間配当受領権の91.79%が、株式による配当オプションを選択した。

これにより、結果として当社の既存の株式資本を基準として4.76%の増資に相当する(「第5 1 (4) 当社の資本および議決権の保有者」を参照。)、95,885,292株の新株が発行された。かかる中間配当の支払いのために発行される新株の発行価格は、2016年9月30日において9.62ユーロに設定された。

2016年10月31日、当該新株の払込み、交付およびユーロネクスト・パリへの上場が行われた。これらの株式は即時に権利を有し、既存の上場株式と同等に取り扱われる。

2016年の中間配当にかかる株式による配当オプションを選択しなかった株主に対する現金による支払配当額は、82.55百万ユーロとなり、2016年10月31日に支払われた。株式による配当オプションを選択した株主に対して支払われるべき現金残高は、約0.59百万ユーロとなっている。

フランスにおける水力発電委託の自由化

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1章第106条および同条約の第102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、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、これは政府とEC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、ECの最終的な決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する当事者として、かかる通知の写しを受領し、当該通知に対する回答として、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。

2016年中、EDFは、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、これにより合意に向けた進展が見られた。かかる情報交換は、ECが当該法的手続きを終了するまで、2017年においても継続する見込みである。

当グループの処分計画

() EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurances：RTEとの長期的なパートナーシップに関する法的拘束力のある契約の調印

2016年12月14日、EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesは、フランス預金供託公庫およびCNP AssurancesによるRTEの間接持分49.9%（フランス預金供託公庫により取得される株式持分29.9%およびCNP Assurancesにより取得される株式持分20%。）の取得に係る条件ならびにRTEの発展促進に向けた長期的なパートナーシップの形態を定める法的拘束力のある契約を締結した。フランスにおけるインフラの資金調達のための主要な公的機関との当該パートナーシップにより、RTEの公共サービスが強化される。

最終合意額は、RTEの資本の100%に対して8,200百万ユーロである。EDFは、価格補正により最大100百万ユーロの利益を得る可能性がある。

当該計画においては、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesが、EDF（50.1%）とフランス預金供託公庫およびCNP Assurances（49.9%）との合併事業の設立を通じて、EDFに並ぶRTEの主要株主となる。

この取引により、送電インフラの最適化を目指すRTEの投資戦略を長期的に支援する新たな管理体制がRTEに敷かれ、エネルギー移行が促進される。また、この取引により、RTEは、その公的な基盤および長期的な経済・社会モデルの強化を通じて、適用ある規則に基づく独立系統送電事業者として、現在の規制上の地位を維持することが可能になる。

この契約は、財務・公会計大臣および経済・産業・デジタル担当大臣が、2016年4月22日付共同声明において、RTEおよびEDFの最高経営責任者に対して2016年末までに実行可能な資本公開計画を定めるよう要請したことへの対応の一環である。

2016年12月19日付命令第2016-1781号の発表を受けて、EDFは、2016年12月23日にRTEにおける全持分をC25に譲渡し、C25はかかる取引の資金調達の一部を外部からの借入により行っている。その後、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対してC25の株式持分49.9%を売却する。かかる第2段階は、関連する合併規制当局からの承認を取得後、2017年3月31日に完了した。

EDFがC25につき保有する残りの持分（50.1%）は、核燃料サイクルのバックエンドに関連する費用に充当される専用資産ポートフォリオに引き続き配分される。

() EDF TradingおよびJERA：石炭取引事業の売却

2016年12月21日、EDF Tradingは、JERAグループの子会社であるJERA Trading Singaporeとの間で、EDF Tradingの石炭取引および輸送事業の売却に関する法的拘束力のある契約を締結した。かかる売却は、2017年4月4日に完了した。

また、この契約において、JERA Trading Singaporeにおける少数株主持分（33%）の取得と同時に、JERA Trading Singaporeによる、EDF Trading Australia（オーストラリアのナラブライ炭鉱の7.5%を保有）の株式の100%およびAmstuw BV（オランダのリートランデン石炭ターミナルを運営）の全資本の取得が規定されている。

() EDF : EDF Polskaの資産の将来的な売却

2016年10月26日、EDFは、公開競争手続を経て、IFM Investorsとの間で、当グループのポーランドにおけるコジェネレーション事業（温熱および電力）を同社が取得することに関する法的拘束力のある提案について、独占交渉に入ったことを発表した。また、リブニク石炭火力発電所（1.8GWの容量）に関する別の売却プロセスについて、EDFグループおよびEPHとの間で既に独占交渉が行われている。

これら2件の取引を完了するためには、EDF Polskaを、一方はコジェネレーション資産を保有し、もう一方はリブニクを保有する2つの独立した事業体に分割する必要があった。2016年12月12日、ポーランド政府は、EDFグループに対して、かかる分割を認可しない旨の決定を通知した。

EDFは、現在、この拒否の背景にある理由を調査しており、そのすべての権利を保持している。2017年1月27日、EDFならびにPGE、Enea、EnergiaおよびPGNiGからなるポーランドの公共事業団体との間で、EDF Polskaの売却に関する協議の枠組みを定める覚書が締結された。

() EDFおよびENKSZ : EDF DÉMÁSZ Zrt.の100%の売却の完了

2017年1月31日、EDFおよびENKSZ (Első Nemzeti Közműszolgáltató Zrt.) は、ハンガリーの子会社であるEDF DÉMÁSZ Zrt.におけるEDFの全持分の売却を完了した。この発表は、ハンガリーのエネルギー部門規制当局およびフランス経済財務省からの当該売却の承認を受けたものである。

この取引において、EDF DÉMÁSZ Zrt.におけるEDFの100%持分は約400百万ユーロと評価されており、2015年から2020年の期間におけるEDFの処分計画の実行における新たな進展となった。

EDFは、かかる売却のために、2016年12月5日に最終的な契約に締結した。

() Tikehau IMがEDFグループの不動産投資会社であるSofiloから約130のオフィス用資産および事業資産からなるポートフォリオを取得

Tikehau Investment Management (IM)は、EDFグループの不動産投資会社であるSofiloから、約130のオフィス用不動産および事業資産からなるポートフォリオを取得した。当該ポートフォリオには、パリ地域およびフランスのその他の地方に位置する、約300,000平方メートルの床面積を有する資産が含まれる。

当該取得は、Tikehau IMが管理する不動産ファンド（OPCI）であるTikehau Real Estate により、オペレーティング・リース契約を伴う売却の形で実行された。これらの取得段階を通じてTikehau IMを支援したCatella Asset Managementが、アセット・マネージャーを務める。

新たな投資およびパートナーシップ

() EDFに関する新たな投資およびパートナーシップ

(イ) EDFによるスウェーデンおよび英国におけるStudsvikの廃棄物管理事業の取得の完了

2016年7月28日、EDFは、金属リサイクルによる廃棄物処理ならびにスウェーデンのニュヒェーピング敷地において焼却および熱分解を行うStudsvikの資産および施設のほか、英国ワーキントンの金属リサイクル施設（MRF）の取得を完了させた。

取引は、2016年4月20日にEDFおよびStudsvikにより発表された原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物管理事業に関する合意の一部として完了した。

これは、前提条件、とりわけ対象となる廃棄物処理事業に関して必要な関連当局からの許認可の取得に関するものが履行されたことに続くものであった。

Studsvikの放射性廃棄物処理事業の取得の完了は、EDFの産業処理能力を著しく高め、当グループの放射性廃棄物管理および原子力発電所の廃炉の発展における大きな節目となった。

(ロ) Aéroports de la Côte d'Azurの買収が完了

2016年11月9日、規制当局からの認可取得を受けて、AtlantiaおよびEDF Investは、ニース・コートダジュール、カンヌ・モンドリューおよびサントロペ空港ならびにSky Valetの国際事業航空サービス網の管理会社であるAéroports de la Côte d'Azur（ACA）の過半数持分の取得を完了した。

かかる投資は、EDF Investのインフラ区分のほか、C25（RTE株式の100%を直接保有する会社）を含むその他の投資、TIGF、Porterbrook、MRGおよびGéoselに配分された。

(ハ) China Datang Corporationとのパートナーシップ契約の延長

EDFおよびChina Datang Power Corporation (CDT) は、戦略的パートナーシップの一環として、2016年5月26日に、2013年に締結された原パートナーシップ契約を更新する新たなパートナーシップ契約を締結したことを発表した。提携の可能性のある分野では、開発戦略、研修、供給およびサービスの機会ならびに中国およびその他の国における発電事業への共同出資機会の分野における技能の共有が関連する。提携が始まる前に、各分野における個別の合意が必要となる。

(二) 三菱重工およびEDFの間の原子力エネルギーにおける協業に関する基本合意書

2016年6月28日、三菱重工業株式会社(三菱重工)およびEDFは、フランスと日本の原子力分野の関係を強化するために、基本合意書を締結した。特定の民間原子力分野においてEDFと三菱重工の力を合わせる戦略的な利益を認識している両社は、以下の分野において戦略的な協力を向上させることにつき、とりわけ合意した。

- ・EDFによるATMEAの商業経営への参画を含めた、ATMEAに係る合併事業に関する協力体制の見直し
- ・特にトルコおよびベトナムにおける、ATMEA1プロジェクトのスムーズな実施に向けた相互のサポート
- ・三菱重工がAREVA NPの少数株主持分を取得することによる、同社の、フランスの原子力分野の再構築のための戦略的パートナーとしての将来的な参加
- ・グローバル・マーケットにおける、各社のテクノロジーや特殊専門技術を活かした、その他の将来的な協業

() 当グループの子会社に関する新たな投資およびパートナーシップ

(イ) EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesは、2016年中、新たな重点地域に進出した陸上風力発電、ならびに第2の開発分野である洋上風力発電および太陽光発電の拡張を継続した。2016年におけるEDF Énergies Nouvellesの主要な活動については、「第2 3 (2)

() (ハ) EDF Énergies Nouvelles」に記載されている。

(ロ) Dalkia

2016年におけるDalkiaの主要な活動については、「第2 3 (2) () (イ) Dalkia」に記載されている。

(ハ) Edison

2016年におけるEdisonの主要な活動については、「第2 3 (2) () (ハ) Edisonの事業」に記載されている。

投資事業

() フランス

(イ) フラマンビルEPR：一次回路の機器の組立ての完了に伴う最初の節目の到達および原子炉容器の試験プログラムの継続

フラマンビルEPRの主要な一次回路(一次回路とは、加圧水が含まれる閉ループ回路である。この水は、燃料集合体と接触した際に原子炉容器内で加熱される。発生した熱は、蒸気を生成してタービン発電機を稼働させるために蒸気発生器の二次冷却材へと運搬される。)の機器の組立てが完了し、大きな部品(4つの蒸気発生器、原子炉容器、加圧器および原子炉の冷却ポンプ)が設置され、組み立てられた。

かかる段階は、2015年夏季に更新された施設計画に従って、2016年度第1四半期においてEDFグループが設定した最初の主要な節目が達成されたことを示す。

詳細については、「第2 3 (2) () (ロ) フラマンビルのEPRプロジェクトの進行状況」を参照。

(ロ) フランスにおける既存の原子力発電施設に対する投資事業

2015年1月22日、EDFの取締役会は、大規模な総点検プログラム(グラン・カレナージュ(Grand Carénage))の指針を承認した。詳細については、「第2 3 (2) () (ロ) 原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。

(ハ) ブシャンにおける天然ガス・コンバインド・サイクル発電所の完工式

2016年6月17日、EDFおよびGeneral Electric (GE) は、フランス北部のブシャンにおいて、GEの9HAタービンを備えた初めての天然ガス・コンバインド・サイクル発電所の完工式を行い、EDFの最高経営責任者であるジャン・ベルナール・レヴィ氏およびGE Powerの会長兼CEOであるスティーブ・ボルツ氏が出席した(「第2 3 (2) () (ロ) 火力発電に関する課題」も参照。)。

() その他国外

Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (福州)

2016年4月27日に予定よりも3か月前倒しで、中国の福州における超々臨界圧石炭火力発電所の第2世代ユニットの稼働が開始した。第2ユニットは、2015年12月29日に第1ユニットが稼働開始した4か月後に、稼働を開始した。EDFグループが49%の持分を保有する福州発電所(2×1,000MW)は現在、全面的に稼働している。

() その他事業

(イ) EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesが稼働を開始した主要な風力発電所および太陽光発電所については、「第2 3 (2) () (ハ) EDF Énergies Nouvelles」に記載されている。

(ロ) Dunkerque LNG：ダンケルク再ガス化ターミナルの商業稼働開始

2017年1月1日、ダンケルク再ガス化ターミナルが商業運転を開始した。

ダンケルク・ターミナルは、液化天然ガス(LNG)が輸送システムによって消費地へ運搬される前の輸入、貯蔵および再ガス化に利用される。

ダンケルク再ガス化ターミナルは、欧州本土で第2位の規模を有し、2つの消費市場(フランスおよびベルギー)に直結する欧州唯一のターミナルである。このターミナルの年間の再ガス化容量は13十億m³であり、フランスおよびベルギーにおける天然ガス消費量の20%超を占める。

(ハ) Électricité de Strasbourg：リッテショフェンにおける深部地熱施設の開設

2016年6月7日、フランスのストラスブール北部のリッテショフェンにおける深部地熱施設がフランスの環境・エネルギー・海洋担当大臣によって開設された。かかるプロジェクトは、既存の産業プロセスに地熱資源を用いた世界で初めての例となる。かかる施設は、15km離れた所に位置する農業食品グループのRoquetteが所有する工場に対して、地下2,500メートルで確保された170 の熱湯から生成される蒸気を提供する。

ここ数年間深部地熱施設について非常に積極的であったEDFグループの子会社であるÉlectricité de Strasbourgが、かかるプロジェクト(地球物理学的調査、掘削・地上技術的装置の設計、現場監督、試運転および操業)を担当している。

約27,000世帯への暖房供給に十分な24MWの火力を供給するこの新たな施設は、かかる施設を使用する工場の二酸化炭素排出量を、25,000台の自動車の年間排出量に相当する年間39,000トン削減する。

グリーンボンド

当グループは、2013年11月に初のユーロ建グリーンボンドの発行を成功させ、EDF Énergies Nouvellesの再生可能エネルギー・プロジェクトの融資のために1.4十億ユーロを調達した。合計1.4十億ユーロは、2015年6月30日までに割り当てられた。

2015年10月、EDFは、2回目の米ドル建グリーンボンドを発行した。かかる新規グリーンボンドは、満期が10年、総額が1.25十億米ドル、年間固定利率が3.625%である。2016年12月31日までに、1.22十億米ドルが6つの風力発電所の建設のために配分された。

上記2つの初のグリーンボンドの発行により調達された資金は、フランスおよび北米に位置し、EDF Énergies Nouvellesにより開発された18件の再生可能エネルギー・プロジェクト(15件の風力発電プロジェクト、2件の太陽光発電プロジェクトおよび1件のバイオメタン発電プロジェクト)の融資に充てられた。これらのプロジェクトは、約2.6GWの合計容量を占める。

2016年10月、EDFは、総額が1.75十億ユーロ、満期が10年、固定利率が1%の新規グリーンボンドを発行した。

2017年1月、当グループは総額26十億円(約212百万ユーロ相当)の2種類の「サムライ」グリーンボンドを発行した。これらの最近の発行により、当グループは、EDF Énergies Nouvellesによる再生可能エネルギー開発のための投資ならびにフランスにおける既存の水力発電所の近代化および開発を行うための投資を継続することが可能になった。

革新

Mon Soleil & Moi

2016年6月2日にEDF Énergies Nouvellesは、子会社のEDF ENRが新たな自家消費型の提供商品である「Mon Soleil & Moi」を実施することを発表した。

「Mon Soleil & Moi」は今やEDF ENRが住宅用顧客に提供する唯一の商品である。顧客は自家ソーラーパネルの発電エネルギーを利用し、後の利用のために部分的に蓄えておくこともできる。顧客は、その設置規模を実際の需要に合わせながら、簡易なツール・セットにより自家消費率を最大限に引き上げることができる。エネルギー消費量はタブレットまたはスマート

フォンを利用してオンラインで監視することができる。これは顧客がエネルギー消費を管理できることを意味し、必要あれば、電池に蓄えられた余剰電力を利用することができる。

EDFにとってエネルギー貯蔵および非集中的な発電は最優先事項であり、顧客および類似する電力網事業者の需要を満たすために多大な投資を行ってきた。例えば、EDFはレユニオン島のマファト圏谷において、僻村のエネルギー自給を支える初めての100%太陽光のマイクログリッド・プロジェクトを立ち上げた。EDFの研究開発センターもまた、新たな電池技術（亜鉛空気電池、リチウム空気電池等）に取り組んでいる。EDF Énergies Nouvellesは、発電のむらをなくし、仏領ギアナにおける電力網の安定性の維持を助けるために、電気装置制御システムの備わった貯蔵システムが盛り込まれた太陽光発電所の稼働を開始した。また米国では、EDF Énergies Nouvellesは、電力網における周波数の急上昇を遠隔で制御するために、電池とIT制御ソフトウェアの組合せを利用したエネルギー貯蔵システムを搭載した。目標は、エネルギー産業および電力産業において、先を見越した計画を立て、破壊的技術を支援することである。

Sowee

2016年10月13日、EDFは、「Sowee」と称する新設の子会社を立ち上げた。新規事業として企画されたSoweeは、家庭での快適性およびエネルギー使用量を管理し、また費用を抑制することを可能にする、初の顧客向け接続デバイス（ステーション）を開発した。

Soweeは、エネルギー消費量を管理し、快適性を最適化し、接続された日用オブジェクトを遠隔制御するために特別に設計されたオブジェクトおよびアプリケーションである。例えば、接続ステーションの利用により、Soweeの天然ガスのレンジと組み合わせることで、暖房費を最も近い温度またはユーロ金額へ引き下げよう監視することができる。

この接続ステーションおよびそのアプリケーションは、予め設定された予算に従い室温を最適化する。このように、この接続ステーションは、費用が予算を超過する場合には顧客に通知し、予算内に収まるような室温調整を提案することにより、ガス暖房費の予算計画を支援する。

規制環境

() フランス

(イ) 欧州委員会がフランスの容量メカニズムの修正を承認

2016年11月8日、欧州委員会（欧州委員会のプレスリリース（http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_en.htm）を参照。）は、フランスの提案する供給量市場が、政府補助金に係る域内市場規則に適合するとの結論を出した。この決定によりその1年前から開始されたフランスに対する詳細な調査が終了し、当該メカニズムは2017年1月1日より施行可能となった。2016年11月8日付決定は、ARENH制度に関連する容量の保証の売却方法を策定している（「第3 7（3）（ ）（ロ）ARENH」を参照。）。

欧州委員会の決定は、主に以下の3つの点における当該メカニズムの修正をフランス当局が約束したことを受けたものである。

- ・新規の容量について、一定の条件に基づき7年の期限を有する証書を取得することを可能にすることで、新規の市場参加者の参入を促進すること
- ・ピーク時の連系線において利用可能な容量に基づき、隣接する欧州連合加盟国の容量提供者を含めること
- ・当該メカニズムの透明性を高め、市場操作の可能性を防止するための対策を導入すること

2016年11月における当該メカニズムの規則の修正により、上記のうち3点目の対策を適用することが可能になった。

最初の2点については、2019年より効力が発生する予定の追加修正が必要である。2017年中、供給量市場への参加者は、かかる規則の変更について意見を求められる。

フランスの容量に係る初回の入札は、2016年12月15日に欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。義務対象の容量購入者および容量を売却する事業者との間で、合計22.6GWが取引された。均衡価格は10ユーロ/kWhに設定された。この価格は、2017年における容量の「市場参照価格」にもなる。

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、顧客に転嫁される。

2017年以降の年に係る追加入札が、2017年に行われる予定である。

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、顧客に転嫁される。

2017年以降の年に係る追加入札が、2017年に行われる予定である。

(ロ) ARENH

卸売市場の価格が下落して、当年度の大半において卸売市場がより魅力的なエネルギーの調達元となった。2015年末時点で、2016年度上半期の供給に関する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）制度への申請はなく、また2016年半ば時点で、2016年度下半期の供給に関する申請もなかった。

しかしながら、2016年11月 / 12月に、代替供給業者による多数のARENH申請が行われた（2017年度上半期について、確定合計量は40.8TWh）。2016年11月 / 12月におけるARENH供給量に係る入札までに至る数週間において、2017年（特に第1四半期に係る価格が上昇したため、全体として通年の価格も上昇した。）に係る先物価格の急激な上昇により、申請入札額は42ユーロ / MWhのARENH価格（容量の保証の金額も含む。）を上回った。

2016年11月8日付および14日付決定により、ARENHの枠組み合意が変更された。主要な変更点は、容量メカニズムの施行に関する規定および供給業者による早期終了に関する規則が追加されたことである。修正版の枠組み合意は、一方当事者による終了の可能性を制限しており、かかる終了は、ARENH価格に2%超の変動があった場合、当該枠組み合意に大幅な変更があった場合、またはARENH規則の変更が購入者にとっての供給バランス状況に著しく不利な影響を及ぼす場合においてのみ可能である。

（ハ） 公共エネルギー・サービス費用の補償

公共エネルギー・サービス費用の資金調達および補償メカニズムは、ガスおよび電力に関連する特定の公共サービス費用を割り当てられた事業者への補償のために存在する。EDFは、主要な該当事業者である（*地方配電会社およびÉlectricité de Mayotte*もまた、*同制度に少額の拠出を行っている。*）。

メカニズムにより補償される費用

現行制度は、2015年12月30日に官報に公布されたフランスの2015年の修正予算法による修正によるものである。当該制度は、各事業者へ補償されるべき費用金額の算出および提案を行うCREからの情報に基づき、国家予算から資金を拠出するフランス政府によって監督されている。このため、公共エネルギー・サービス費用が、以下の2つの項目を通じて政府予算に含まれることとなった。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目：主に、義務対象事業者が被る費用（供給業者による再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入義務を規定する契約に伴う追加費用、予想費用と実際の費用との差額、EDFに支払われるべき累積不足額の返済に充てられる年次拠出金ならびに2016年以前は適用対象外であった産業事業者に対するTICFE（CSPEから改称）の余剰金の返済等）に充てられる。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目：連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務およびフランス本土の電力網に接続されていない地域に国の標準料金を適用する費用に充てられる。

CSPEメカニズムの財源

この制度は、4種類のエネルギー消費税（TICFE（電力）、TICC（石炭および類似のエネルギー源）、TICGN（天然ガス）ならびにTICPE（石油））から、変動割合で賄われる。

2016年においては、特別「エネルギー移行」予算項目は、TICFEおよび、TICGNから得られる収益の2.16%により賄われた。その他の税からの収益は、特定の費目には割り当てられず、一般予算に算入された。

2017年1月1日より、特別「エネルギー移行」予算項目は、炭素エネルギー税（主としてTICPEであるが、TICCによって補われる。）からの収益により賄われる。その他の税（TICFEを含む。）からの収益は、一般予算の財源となる。

2016年のTICFE（CSPEから改称）の水準は、全額料金は22.5ユーロ / MWh、ならびに電力集約的利用者に対する軽減料金は、付加価値1ユーロ当たりキロワット時の基準および電力集約度に応じて0.5ユーロ / MWhから7.5ユーロ / MWhであり、横ばいであった。フランスの2017年度予算法においても、これらの料金は変更されていない。

2016年におけるEDFの負担費用に対する補償

2016年に補償される費用は6,365百万ユーロであり、2015年を1%上回った。かかる微増は主として、フランスにおける再生可能エネルギー発電所の拡大に伴い再生可能エネルギー発電量が増加したことによる購入義務費用の増加（相互接続されていない地域における発電に係る余剰費用の減少により、一部相殺された。）により説明できる。2016年に受領した金額は、2015年から4%増加して、合計6,357百万ユーロとなった。

修正前における不足額の払戻し

フランス政府は、2016年12月2日付決定により、過去の累積補償不足額に関して、2015年12月31日現在でEDFに支払われるべき最終的な債権金額（2015年における未払利息を除く元本5,780百万ユーロ）を決定した。また、当該決定において、2020年までにかかる債権が払い戻されるという払戻スケジュールが策定された。

2016年12月22日、EDFは、フランス政府が抱えるCSPE債権のうち、2015年12月31日現在の公共エネルギー・サービス費用に係る累積補償不足額に相当する部分（26.40%）を譲渡した。当該債権は、銀行および専用の証券会社によって構成される投資家集団に譲渡された。かかる譲渡による収益は、1,538百万ユーロである。

この譲渡の結果、EDFは、2017年より、当該債権の払戻額の73.6%（債権の未譲渡部分に相当する。）および政府により支払われる関連利息を受領することとなる。

（二） TURPE電力網使用料金

TURPE 4 の指標決定

2016年6月2日、フランスのエネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*（CRE））は、2016年8月1日からTURPE配電料金を1.11%（1.1%に切り捨て）引き上げる決定を行ったことを公表した。この引き上げは、インフレの安定化（0.03%）および収益費用調整勘定（CRCP）（*実際の数値と料金の基となる予想値との間の差を測定し、調整するメカニズム*）の清算に関する1.08%を反映したものである。TURPE送電料金は、再びインフレの安定化（0.03%）、CRCPの清算に関する-0.81%および遮断可能サービスの2.15%に応じて、2016年8月1日から1.37%（四捨五入して1.4%）引き上げられた。

TURPE 5

2016年11月17日、CREは、2017年8月1日から効力を発生する、2017年から2020年の期間に係るTURPE送電料金およびTURPE配電料金に関する決定を発表した。

TURPE 5 送電料金は、2017年8月1日から6.76%引き上げられ、2018年から2020年まで毎年8月1日に、前暦年に観測された平均インフレ率（CRCPの調整による影響を除く。）に基づき、追加引き上げがなされる。RTEの資産基盤に対する利益率に関する加重平均資本コスト（WACC）は、TURPE 4 においては7.25%であったのに対して、TURPE 5 においては6.125%に設定された。

TURPE 5 配電料金は、2017年8月1日から2.71%引き上げられ、2018年から2020年まで毎年8月1日に、前暦年に観測された平均インフレ率（CRCPの調整による影響を除く。）に基づき、追加引き上げがなされる。TURPE 5 においても従前の資本コストの算出方法が維持されるが、資産に係るマージンを2.6%に調整し（TURPE 4 においては2.5%）、規制資本利益率を4.1%に調整した（TURPE 4 においては6.1%）。

2017年1月28日付官報において、CREによるTURPE 5 に関する3つの決定（TURPE 5 送配電料金に関する上記2つの決定および追加決定の要請に応じて発表された2017年1月19日付決定）が掲載された。この要請は気象問題に関する国際関係を担当する環境・エネルギー・海洋担当大臣によるものであり、当該要請によりCREがTURPE 5 配電料金に関する当初の決定を維持するとの決定がなされた。

2017年2月3日、EDFは、国務院に対して、TURPE 5 配電料金に関するCREの決定の取消しを求める申立てを行った。

国務院の決定

2016年5月13日にフランスの国務院は、超高圧・低圧公共配電網の利用料金（TURPE 4 配電料金）を設定するCREの2013年12月12日付決定を、CREによる越権行為であるという理由から、取り消すよう求めたエネルギー会社のDirect Énergieによる申立てを棄却した。

また2016年7月13日に国務院は、非対称規制制度を取り入れた単一の契約に基づく顧客管理に関する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判断した。

CREは、2016年11月17日付決定において、配電網事業者による単一の契約に基づく顧客管理業務の対価を供給業者に対して支払うよう命じたが、算出方法は規定しなかった。かかる算出方法は、CREの2017年1月19日付決定で発表されたとおり、公開討議を経て、2017年度第2四半期にCREによって決定される予定である。かかる対価は、TURPE料金によって賄われる費用に含まれる予定である。

（ホ） フランスの規制電力販売料金

「青色」料金

フランスの電力市場の編成に関するNOME法に基づき、2015年12月7日、料金基準案に関する権限がフランスのエネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*（CRE））に委譲された。

2016年7月13日、CREは、住宅用顧客向けの青色料金の平均0.5%の引下げおよび非住宅用顧客向けの青色料金の平均1.5%の引下げを提案した。関係省庁は、かかる提案を受理し、この新料金基準に関する決定は、2016年8月1日から効力を発生するものとして、2016年7月29日付官報において発表された。またCREの提案では、規制販売料金を算出するために選択された方法およびオプションの詳細（2014年10月28日付命令およびNOME法に基づき、「積上げ」方式を用いる。）を明らかにしている。

「黄色」および「緑色」料金

2015年12月31日に「黄色」および「緑色」の規制料金が終了した。2016年1月1日までに、約4分の3の対象用地が、選定した供給業者との間で市場価格に基づく契約を締結した。供給業者との契約締結に至らなかった残りの4分の1の対象用地は、2016年6月30日に終了する予定であった移行契約に基づき、従前の供給業者から引き続き電力を受けている。

2016年度上半期中にCREは、2016年6月30日時点で供給業者を選定していない用地（2016年6月初旬時点で約20,000件）を割り当てるために、供給業者の入札を行った。供給業者は、契約およびCREにより設定される電力価格の組合せに応札して1メガワットの販売量当たりの金額を提案し、かかる提案は政府に伝達される。いずれの供給業者もかかる組合せの契約の15%を超えて落札することはできない。

他の供給業者と同様にEDFは、これらの契約の15%を落札し、自社契約の提示も継続しながら、契約およびCREにより設定された価格に基づいて2016年7月1日から対象用地に供給を行っている。

2016年11月、CREは、入札の不足により依然として移行契約を結んでいる用地、第1回入札で組合せの対象外であった用地、および割り当てられた供給業者からの供給対象に移行しなかった用地（約2,700件）を割り当てるために、第2回入札を行った。入札の応募はなく、これらの用地は依然として移行契約を結んでいる。

国務院による2014年から2015年の規制販売料金の取消し

国務院に対して、2014年7月28日付決定および2014年10月30日付決定ならびに2014年10月28日付命令の取消しおよび撤回に関する複数の申立てがANODE（フランスのエネルギー小売事業者協会）により行われた。

2016年5月13日に報告官（*Rapporteur*）が結論を公開で読み上げた後、国務院は2016年5月19日および2016年6月15日付で以下の決定を行った。

- ・国務院は、2014年10月28日付命令に対する上訴の概要を棄却し、規制販売料金を構築するための「積上げ」方式を有効とした。
- ・国務院は、従前の2013年7月26日付命令により予定されていた2014年8月1日からの「青色」料金の5%引上げを取り消す2014年7月28日付決定を、法的根拠不十分として破棄した。
- ・国務院は2014年10月30日付決定を、その日付時点における合計料金の規則化による調整を行わずに設定された「青色」住宅用料金および「緑色」料金の水準が不十分であるという理由から、取り消した。

2014年から2015年の期間における修正料金は、2016年10月2日付官報にて発表された。この修正に基づき、当グループの2016年度の連結損益計算書において1,030百万ユーロの追加売上収益（そのうちEDFに関連する売上収益は1,018百万ユーロ）が計上された。当該修正に関連する各種費用を含めて、当グループの2016年の減価償却費および償却費控除前営業利益に対する影響額は872百万ユーロとなった。

(へ) Cigéo貯蔵プロジェクト

Cigéoプロジェクトの概要

Cigéoプロジェクト（*Centre industriel de stockage géologique*または地層貯蔵産業センター）については、「第23（2）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」に記載されている。

Cigéo貯蔵プロジェクトの費用に関する省令

2016年1月15日に環境・エネルギー・海洋省は、Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期的な管理ソリューションの実施に伴う費用を、2011年の経済状況に基づき250億ユーロとする決定を発表した。かかる費用の評価は、フランス・エネルギー法第L.542-12条により要求されている。

決定で定められた費用は、ASNにより設定される安全性基準に準拠し、原子力施設の事業者との緊密な連携とともにANDRAが満たすべき目標により構成される。かかる決定の発表は、2014年度の連結財務書類の注記29.1.2に記載されるとおり、当グループの引当金勘定の調整をもたらした。

Cigéoプロジェクトに係る費用は、2014年12月31日時点および2015年6月30日時点の連結財務書類においてEDFグループが使用する20.8十億ユーロの見積ベンチマーク費用を置き換えるものである。

2015年12月31日時点の財務書類において、新たな費用額は、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連する将来の費用を補填する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金の820百万ユーロの増加をもたらした。

かかる決定の適用にあたり、Cigéoプロジェクトの費用は、ASNの意見に従い、少なくともプロジェクトの進行における主要な節目ごと（施設の設置に関する許認可、操業開始、「パイロット操業フェーズ」の終了および安全性の検証）に定期的に更新される予定である。

事業者間での費用分担および引当金算出にあたるEDFの負担割合

廃棄物貯蔵プロジェクトについて行われた研究は、研究開発（R&D）業務、プロジェクト管理ならびに長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵センターの開発および建設に係る契約の所有権を網羅する。EDFは、ANDRAと廃棄物産出業者との間で2000年6月6日に締結された契約に基づき、2006年までANDRAの長寿命中高レベル廃棄物に関する研究のための資金の78%を提供していた。2006年以降、同じ割合がEDFの研究費用の負担割合を算出するための暫定的な経過措置として使用されている。

また長期的な廃棄物管理の費用の評価には、貯蔵センターの投資および操業に係る資金調達に対するEDFの拠出額の決定が必要となる。貯蔵センターに対する出資者3社（AREVA、CEAおよびEDF）間の資金調達の割当方法は、未だ最終決定されていない。同時に、EDFは特定の関連費用に関して廃棄物の量を基準とした分担を適用し、経過措置として、正確に割当てが行われてこなかった費用については、過去の合同分担割合を適用している。

- ・長寿命中レベル廃棄物に係る個別投資：50.2%
- ・ガラス固化長寿命中高レベル廃棄物に係る個別投資：30%
- ・長寿命中高レベル廃棄物に係る個別投資：97.4%
- ・操業フェーズ（研究、投資、修復および保険を除く。）中の費用：該当する廃棄物の種類についてはPIGD VE（2016年11月にANDRA、CEA、AREVA NCおよびEDFにより締結された「VE廃棄物管理産業プログラム（*Programme Industriel de Gestion des Déchets VE*）」）による年ごとのEDFの分担の適用
- ・その他の投資：78%
- ・研究開発、プロジェクト管理および契約の所有権：78%

（ ） 英国

電力市場改革

EMRの3つの最も重要な要素は、2011年予算案の下、導入された炭素の下限価格、供給量市場および2013年エネルギー法により導入された差額決済契約（CfD）である。

炭素の下限価格は、石炭発電事業者が排出した炭素に対して支払う価格を定めており、これは、EDF Energyのような原子力および再生可能エネルギー発電所等の低炭素発電事業者の収益性を高める重要な原動力となっている。炭素の下限価格を支える「炭素価格支持税率」は、2014年3月19日に2014年度予算において、2016年/2017年から2019年/2020年までの4年間ににおける上限が18英ポンド/二酸化炭素トンに設定された。2016年3月16日に2016年度予算において、18英ポンド/トンの上限（インフレを考慮して調整済み）が、2020年/2021年まで延長された。

供給量市場は、十分な発電容量を確保することを目的としている。年に1度行われる入札は、発電容量を調達するために、配電が行われる4年前に開催され、その後配電が行われる1年前にも開催される。配電年度は、10月1日から開始し、9月30日に終了する。4年先行の入札が3回開催され、直近では2016年12月に開催された入札において、年間22.50英ポンド/kW（2020年/2021年）の価格で、52.4GWの軽減出力容量が調達された。2018年/2019年、2019年/2020年および2020年/2021年の3年間に係る4年先行の入札において、EDF Energyのすべての原子力およびガス火力発電ユニットについて契約が確保された。コックタムにおける4基の石炭火力発電ユニットならびにウェスト・バートンAにおける4基のうち3基の石炭火力発電ユニット（ユニット1、2および4）は2014年12月の入札において、3年間の供給量契約を確保したが、2016年7月に、2018年/2019年限りの1年契約に短縮された。これらの石炭火力発電ユニットはいずれも2019年/2020年についての供給量契約を有していないが、ウェスト・バートンAのユニット1、2および4は、2016年12月に、2020年/2021年に係る入札において契約を獲得した。該当年度につき供給量契約を有していないユニットは、1年先行の入札への参加資格を有する。2017年/2018年に係る供給容量の追加の1年先行の入札が2017年2月3日に終了し、2017年10月に向けた供給量市場の本格的な幕開けとなった。EDF Energyは、そのすべての原子力発電容量、ガス発電容量および石炭火力発電容量について、6.95英ポンド/kWの供給量契約をそれぞれ確保した。

差額決済契約は、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトを含む新規の低炭素発電への投資を支援するものと期待されている（2016年度の連結財務書類の注記3.2「ヒンクリー・ポイントC：最終契約の署名」を参照）。EDF Energyは、その後、177MWの陸上風力発電所の開発プロジェクトであり、2015年2月のCfD第1回割当入札において行使価格が82.50英ポンド/MWh（2012年の価格）のCfDを獲得したドレネル風力発電所を取得した。政府は、CfD入札を2020年までにさらに3回開催するとしており、費用削減の達成を条件とする洋上風力発電のさらなる開発を支援するために、これらの入札のうち2017年半ばに開催される予定の第1回目の入札の詳細を発表した。

競争市場当局（CMA）

2016年6月24日、英国の競争市場当局（CMA）は、最終報告書を公表することにより、英国のエネルギー市場に対する2年間の調査を終了した。かかる調査は「ガスおよび電力の供給および取得」に焦点を当て、小売価格および卸売価格の両方を調査した。

CMAは、その報告書において、英国のガス市場および電力市場におけるいくつかの側面が、顧客にとって功を奏していることを確認した。例えば、電力卸売価格は費用を反映したものであり、発電事業者が市場力を利用することができ、または発電事業者が調査対象期間に過剰な利益を得たという証拠は存在しないことが判明した。さらに、CMAは、発電・供給事業の共有（すなわち垂直的な統合）が競争に悪影響をもたらすことはなく、それによりもたらされる効果の一部は顧客に還元されるとの結論を出した。

しかしながら、CMAは以下の3つの主要な分野について問題を特定した。

- a) 小売エネルギー市場における顧客エンゲージメントの不足
- b) 競争を制限する規制と技術的な制約の組合せ
- c) 顧客の利益となる方策および規制の適時な展開において妨げとなる、より幅広い規制上の枠組み

CMAは、これらの問題に取り組むために30を超える是正措置を実施する予定である。これらは複数の異なる方法（自身による政令の策定、関連当事者からの請負の承認または政府および英国の規制当局であるOfgemに対する勧告）により行われる。

提案された重要な是正措置には、前払いメーターを使用する住宅用顧客向けの（2017年から2020年末までの）移行価格の上限、3年以上にわたり、供給業者の「規定」料金が適用されていた住宅用顧客および極小規模の企業用顧客に対してより良い条件の契約を提供するためにライバル供給業者が連絡をとることを可能にするOfgem管理下にあるデータベース、ならびに送電損失に係る立地別の価格制度の導入が含まれる。

CMAは、これらの措置の実施を遅くとも2016年12月23日までに完了するとのタイムテーブルを発表した。EDF Energyは、業界は今、要求水準の高い公平な是正措置を遅滞なく実施する機会を有していると考えており、顧客のために市場が可能な限り効率的に作用するようCMA、政策立案者および顧客グループとともに取組みを継続する意向である。

（ ） ベルギー

原子力発電所

2015年12月1日、ベルギーのエネルギー担当大臣は、（Engieグループの）Electrabelとの間で、2015年および2016年の移行期間に関する契約を締結したことを発表した。かかる期間中、チアンジュ1、ドゥル1およびドゥル2の原子炉の耐用年数の延長に関連して導入された特定の制度が段階的に実施され、EDF Luminusが10.2%の持分を有する他の原子炉、チアンジュ2、チアンジュ3、ドゥル3およびドゥル4に対する原子力事業者の拠出額は、引き続き固定の金額（2015年においては200百万ユーロ、2016年においては130百万ユーロ）となった。かかる移行期間後、原子力事業者の拠出制度において大幅な変更が行われる予定である。

2017年から原子力発電所の予定耐用年数の（2022年から2025年までの間に予定されている）終了時まで、原子力事業者による拠出額は、原子力活動により生じた利鞘の変動比率（最大比率38%）に、3年の期間ごとにおける政府による最低保証額を加えた額となる。2017年から2019年までの期間中、かかる最低額は150百万ユーロに既に設定されている。その後の期間については、部門の規制当局による計算に基づいて決定される。

かかる制度を適用するために必要な法律は、2016年12月22日木曜日に代議院において可決され、2016年12月29日に法制化された。これにより、EDFグループは、原子力活動に対する課税に関して、ベルギー政府との間で進行していた紛争を終了した。

火力発電所

経済情勢はベルギーにとってとりわけ不利なものとなり、EDF Luminusの取締役会は、2016年6月24日付の会合において、2016年7月31日までに関連当局に対し、将来的な発電所の永久的な閉鎖を通知することを義務付けた国法に準拠して、セラン、ハム、イゼゲムおよびアングルTG3の発電所について通知を行うことに関する経営陣の提案を確認した。

電力の需要の低下、再生可能エネルギーの台頭および炭素価格の低下は、欧州の石炭火力発電所の利用拡大を促しており、結果的にEDF Luminusの一定のガス火力発電所の稼働率は、ここ数年間において非常に低かった。

実際の閉鎖は2017年10月31日まで行われない。それまでの間、EDF Luminusは、火力発電所の容量の報酬システムに関して進行中の協議の結果を注意深く監視していく。対象となる4つの発電所は、1,215MWの火力発電所の総容量のうち、609MWの総設備容量を有し、約40人の従業員を擁する。

永久的な閉鎖が行われた際には、EDF Luminusは社会的な影響を考え、可能なあらゆる再就職先の斡旋を検討するために、労働組合と協力していく。

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、戦略的予備電力を更新し、750MWから900MWの間に引き上げると発表した。この予備電力は、2017年11月1日以降の3年間、法律に基づいて閉鎖を通知した発電所に対して割り当てられる。需要サイドの管理も提供可能になる。

その他の重要な事象

（ ） ERDF：名称変更

2016年6月1日、フランスの配電網管理会社の名称がERDFから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の勧告のとおり、この名称変更によって当該電力網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

() ベルギー

原子力発電所

2015年11月17日、連邦原子力検査庁(AFCN)は、ドゥル3およびチアンジュ2について、それぞれの最終閉鎖が予定されている2022年および2023年まで運転再開することを許可した。2016年1月において、両方の発電所は稼働している。

EDF BelgiumおよびElectrabelにより折半出資されているチアンジュ1原子炉は、同発電所の非原子力区域における建物の土木工事中における損傷後、2016年9月7日より閉鎖されていたが、Electrabelのウェブサイトで発表された最新情報によれば、2017年5月31日まで運転を再開しなかった。チアンジュ1は3か月超の維持管理作業を経て、2016年8月中旬から運転を再開した。当該原子炉は962MWの容量を有しており、一部の原子炉の耐用年数延長に向けた維持管理のために4月下旬に閉鎖された。

() パリ・サクレのキャンパスにおけるEDFの研究所の開設

2年間に及ぶ建設の後、2016年3月、EDFグループの新たなエネルギー技術に専念する新たなパリ・サクレ研究センターに、最初の従業員が就いた。EDF Labは、研究開発センターならびに3,000人超の従業員および20,000人超の研修生を毎年収容できるキャンパスで構成される、欧州のエネルギー問題に特別に専念する最大の研究開発センターである。

新たなサクレ平野のキャンパスに位置するEDF Labは、12ヘクタール超を網羅し、イノベーションおよび研修に全力を注ぐ76,000m²の4つの円形建物から構成される。既にその技術的潜在力で知られ、複数の学校や大学が位置する当該ロケーションの選択は、分野における主要な科学者および研究者と、双方にとって利益となる方法で緊密な関係を維持したいというEDFの目標によって行われた。

() フェッセンハイム発電所の閉鎖に伴う補償協定

EDFの取締役会は、2017年1月24日の会合において、エネルギー移行に関する2015年8月17日付法律の適用によるフェッセンハイム原子力発電所の閉鎖に伴い当社が被った損害について、補償の条件を決定するため当社およびフランス政府との間で交渉が行われている協定の条件を審議した。この法律は、フランスにおける原子力発電設備容量の上限を63.2GWと定めている。これは、フラマンビル3のEPRの稼働開始のために、同日付で同等の発電容量の閉鎖が必要となることを意味している。

取締役会において、EDFの企業委員会が2017年1月10日に全会一致で提出した否定的意見についての報告がなされた。

取締役会は当該協定の条件を承認し、最高経営責任者に対し、EDFを代理して正当に署名する権限を付与した。当該協定は、EDFに対する以下の補償を定めている。

- ・閉鎖に伴う予想費用(従業員の再研修、廃炉、INB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(EnBWおよびCNP)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、かかる不足額の補償を受け取る権利を有する。

また、フェッセンハイム発電所の閉鎖には、同発電所の運転許可の取消命令が必要となる。この命令は当社の要請により発行され、当該法律の適用により、2018年末に予定されているフラマンビル3のEPRの稼働開始と同時に効力を発生する。

取締役会は、EDFの企業利益のためおよび63.2GWの法定の上限を遵守するために、フラマンビル3の建設の遂行に必要な認可の効力発生、現在閉鎖されているパリュエル2の運転継続および当該協定が政府補助金規則を遵守していることの欧州委員会による確認を条件として、かかる取消要請を提出した。

取締役会は、かかる取消要請の提出に伴い、これらの条件の充足を確認するためにさらなる審議を行うことを決議した。

() ル・クルーズ工場における品質監査

AREVAが2015年末に開始したル・クルーズ工場の品質監査により、原子炉の機器の製造記録における異常が明らかとなり、現在までの調査結果の内部分析が完了した。

現在稼働中のEDFの発電所において、88の事例が発見された。フランスで現在稼働中の発電所に関するすべての異常が特定された。

EDFの発電所に使用されたパーツについてのAREVA提供の情報およびEDFの自社の専門家による評価に基づく分析により、対象となる機器の整合性には影響がないことが確認された。かかる特定により、フェッセンハイム2の事例において蒸気発生器の整合性にも影響がないことが最初に証明された。それでもなお、EDFは、特に金属要因に関して、安全性の証明および欠陥の不存在を確認する意向を示している。さらなる調査を実施するために、EDFは、2016年6月13日にフェッセンハイム2の原子炉を閉鎖し、発見された異常の初期分析を2016年6月15日に原子力安全当局（ASN）に対して送付した。ASNは、2016年7月18日付決定において、蒸気発生器の製造業者であるAREVA NPに対し、その受容性を決定するために、蒸気発生器第335号の1926年4月2日付命令への遵守を証明するために採用する予定のアプローチを示すファイルを送付するよう要求した。蒸気発生器、その結果としての原子炉は、検査証の停止が解除されるまで、閉鎖されたままでなければならない。

分析は継続しており、検証済みの事例外（クルーズ・フォルジュ製造の機器に関連する全事例）にも及んでいる。これらの何千もの事例の調査には数か月を要する見込みであり、2017年を通じて作業が進められる予定である。

ASNは、これらの分析の進捗に迅速に対応している。クルーズ・フォルジュ製造のパーツにおいて発見された複数の異常は、品質保証の点における欠陥に相当する。これは、複数の原子力発電所を対象とするため、「包括的な」品質保証の欠陥である。かかる事象は、2016年6月13日にEDFにより、重要な安全性に関する事象としてASNに対して公表され、INES尺度（原子力に係る事象を7つのレベルに分類する国際原子力事象評価尺度）を下回るレベル1に分類された。

監査は、EDFの発電所関連の機器に関してEDFの監督下にあるサンマルセルおよびジュモンの工場にも拡大した。

2016年6月30日、AREVAは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に対して、（EDFの経過報告書によって補完される）経過報告書を提出した。また、この事象は、2016年10月25日の議会科学技術選択評価局および2016年12月7日にASNにより開催された会合における原子力圧力機器の専門家（ESPN常設グループ）による聴き取りの対象になった。

ガバナンス - 取締役会

2016年5月12日付の定時株主総会において、同日付で退任したフィリップ・ヴァラン氏に代わり、Saint-Gobainグループの人事部担当上級部長を務めるクレール・ブディニ氏をEDFの取締役に任命することが承認された。ブディニ氏の任期は、2019年12月31日に終了する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する。取締役会は、2016年3月30日付の会合において、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約に規定される独立性基準を踏まえてブディニ氏の個別の職位を調査し、同氏を社外取締役に分類した。また取締役会は、2016年6月3日の会合において、ブディニ氏を倫理委員会委員に任命した。

EDFの取締役会は、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、2016年7月28日付で退任したジェラルド・マナン氏に代わり、フランスの環境および持続可能な開発に関する総協議会のオー・ド・フランス地域環境当局（MRAe）の会長であるミシェル・ルソー氏を暫定的な取締役に任命することを決定した。この暫定的な任命の任期は、マナン氏の任期満了日（すなわち、2018年12月31日に終了する年度の財務書類を承認する株主総会の終了時）に満了する。ルソー氏の任命は、2017年5月18日に開催された株主総会にて、株主の承認を受けた。また、取締役会は、2016年11月3日の会合において、ルソー氏を原子力監視委員会の委員に任命した。

2017年3月6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。以上により、EDFは、2017年よりフランスにおいて法律上義務付けられる、取締役に占める40%の女性比率を、2016年に達成した。

また、取締役会においては、AFEP-MEDEF規約に従って算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）、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。

（4） 2015年および2016年の事業および連結損益計算書の分析

2015年度および2016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 - 発電と供給業務、フランス - 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。

2015年後半のフランスにおける規制の変更（「黄色」および「緑色」規制料金の廃止ならびに市場売出しの開始）後、当グループは、セグメント報告を改訂した。従前の「フランス」セグメントは2つの新たなセグメント（「フランス - 発電と供給業務」ならびに「フランス - 規制業務」）によって置き換えられた。当グループが用いるセグメントについては、2016年度の連結財務書類の注記6.1「事業セグメントによる報告」に記載されている。

(単位：百万ユーロ)

2016年

2015年

売上高	71,203	75,006
購入燃料およびエネルギー費用	36,050	38,775
その他の対外費用	8,902	9,526
人件費	12,543	12,529
法人所得税以外の税金	3,656	3,641
その他の営業収益および営業費用	6,362	7,066
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,414	17,601
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	262	175
減価償却費および償却費（純額）	7,966	9,009
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	41	102
(減損) / 戻入	639	3,500
その他の収益および費用	8	885
営業利益 (EBIT)	7,514	4,280
総金融負債に係る費用	1,827	1,994
割引の影響	3,417	2,812
その他の金融収益および費用	1,911	2,218
金融損益	3,333	2,588
連結会社の税引前利益	4,181	1,692
法人所得税	1,388	483
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	218	192
グループの純利益	3,011	1,401
EDFの純利益	2,851	1,187
非支配持分に帰属する純利益	160	214
1株当たり利益（EDF持分）（単位：ユーロ）		
1株当たり利益	1.15	0.32
希薄化後1株当たり利益	1.15	0.32

売上高

連結売上高は5.1%減少し、本業は3.2%のマイナス成長を示した。

() グループ売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	71,203	75,006	3,803	-5.1	-3.2

売上高は、2015年より3,803百万ユーロ（ - 5.1% ）減少し、2016年には71,203百万ユーロとなった。

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（ - 1,394百万ユーロ ）および連結範囲の変更（ + 19百万ユーロ ）を除いて、グループ売上高における本業の成長率は、3.2%の下落となった。

() 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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス - 発電と供給 業務 ⁽¹⁾	35,191	37,327	2,136	-5.7	-5.7
フランス - 規制業務 ⁽²⁾	15,728	15,418	310	+2.0	+2.0

英国	9,267	11,622	2,355	-20.3	-9.0
イタリア	11,125	11,694	569	-4.9	-4.5
その他国外	5,286	5,827	541	-9.3	-6.8
その他事業	7,734	7,288	446	+6.1	+4.5
消去	13,128	14,170	1,042	-7.4	-7.4
グループ売上高	71,203	75,006	3,803	-5.1	-3.2

- (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（従前は「その他事業」セグメントに含まれていた。）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 - 発電と供給業務

フランス - 発電と供給業務セグメントによる売上高は、35,191百万ユーロとなり、2015年から2,136百万ユーロ（ - 5.7% ）の本業のマイナス成長となった。

かかる売上高は、2016年1月1日における「黄色」および「緑色」規制料金の廃止による不利な市場状況、競争の激化ならびに市場価格の下落による悪影響を受けた。

主としてASNによって要請された追加調査に関連する原子力発電量の減少により、市場における純売上高は大幅に減少した。

売上高の金額には、国務院の2016年6月15日付決定に伴う、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988百万ユーロの調整額が含まれている。また、かかる金額は、良好な天候（478百万ユーロ）、料金の引上げ（172百万ユーロ）および「閏年」の好影響（84百万ユーロ）による恩恵を受けた。

最終顧客へのガスの売上高は、主にポートフォリオの成長および天候の好影響により、89百万ユーロの増加を示した。

2016年12月31日現在、EDFの全最終顧客に対する電力売上高の市場シェアは、70%であり、2015年12月31日から - 7ポイント下落した。EDFの天然ガス市場シェアは5.7%であり、前年同期比で0.7ポイント上昇した。

発電

原子力発電量は、2015年において416.8TWhであったのに対し、2016年は384TWhとなり、- 32.8TWh減少した。かかる減少は、主にASNによって要請された追加調査のための一部の原子炉の操業停止により説明される。

水力発電量は、水利条件が好転したため（「第37（2）天候：気温および降雨量」を参照。）、2015年から3.5TWh増加して、42.4TWh（揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2016年は35.8TWh（2015年は32.1TWh）となった。）となった。

火力発電量は、これらの発電所（特にガス火力発電所）の使用が増加したため、2015年から+ 5.1TWh増加し、合計11.9TWh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、35.1TWh減少し、このうち- 39.9TWhは顧客離れ（- 30.3TWhは企業用顧客）に起因する。気温差の影響により、消費量は2015年から5.5TWh増加した。

市場価格が下落したため、2015年における16.2TWhのARENH配電量と比較して、2016年にはARENH制度の下では電力が一切供給されなかった。

2012年に開始されたVPP（仮想発電所供給量入札システム（数か月から3年にわたる期間の配電につき発電を行う。））制度の終了の影響により、販売量は2015年に比べて0.3TWh減少した。

EDFは、卸売市場において122.5TWhに及ぶ純売手となった。2015年と比較して36.5TWh増加した市場の純販売量は、- 26.8TWhの「構造的な供給」の減少（とりわけ純原子力発電量における- 32.8TWhの減少を含む。）によって一部相殺された- 63.2TWhの「構造的な需要」の減少（主に顧客離れおよびARENH供給がなかったことに起因する。）に起因している。

（ロ） フランス - 規制業務

フランス - 規制業務セグメントによる売上高は、15,728百万ユーロとなり、2015年から310百万ユーロ（+ 2.0%）の本業の成長となった。かかるセグメントによる売上高の88%を占めるEnedisによる売上高は、2.1%の本業の成長率を記録した。Enedisによって管理されているポートフォリオ合計については、主に天候による好影響および2016年が閑年であったこと（207百万ユーロ）に加えて、料金の引上げの影響（87百万ユーロ）により、売上高は288百万ユーロ増加した。

（ハ） 英国

英国のグループ売上高に対する貢献は、2015年より2,355百万ユーロ減少し、2016年には9,267百万ユーロとなった。ブレグジットの国民投票に関連するユーロに対する英ポンドの下落は、1,313百万ユーロの悪影響となった。外国為替による影響を除き、売上高における本業のマイナス成長率は2015年と比べて9.0%であった。

英国の売上高の減少は、主として、卸売市場での電力およびガス価格の下落ならびに激しい競争による顧客数の減少を反映した、最終顧客への販売電力の減少に起因する。

（二） イタリア

イタリアの連結売上高に対する貢献は、2015年から569百万ユーロ（- 4.9%）減少（本業においては- 4.5%）し、11,125百万ユーロとなった。

この減少は、主に市場状況に起因し、電力およびガス市場における平均販売価格の低下傾向ならびにブレント石油価格の大幅な下落によるものである。

電力事業の売上高は、販売価格の低下に主に起因するが、さらに需要が著しく減少したことによる販売量の減少により9.1%減少した。

対照的に、炭化水素事業の売上高は、水力発電容量の減少を補うためにコンバインド・サイクル・ガス発電所による発電量が増加した結果、4.7%上昇した。卸売市場における販売量の大幅な増加に加えてこの傾向は、ガス価格およびブレント石油価格の下落を相殺してなお有り余るものであった。

（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は、2015年から541百万ユーロまたは- 9.3%減少し、2016年においては、グループ売上高に5,286百万ユーロ貢献した。外国為替の影響（- 63百万ユーロ）および連結範囲の変更（- 79百万ユーロ）を除き、本業において売上高は6.8%減少した。

かかる減少は、主に以下の要因によって説明される。

- ・ベルギーでは、主にガスおよび電力価格の下落により、本業において- 309百万ユーロ減少した。かかる減少は、とりわけ企業用顧客への販売電力量の増加により一部相殺された。
- ・アジアでは、主に2015年9月初頭におけるFiglecの委譲により売上高が減少し、本業において- 196百万ユーロ減少した。

しかし、以下において売上高は増加した。

- ・ブラジルでは、主に電力購入契約（PPA）の販売料金の引上げからの恩恵を十分に享受することを可能にしたパフォーマンスの結果により、本業において+95百万ユーロ増加した。
- ・ポーランドでは、熱販売価格の上昇、料金の引上げおよび天候の好影響による販売量の増加により、本業において+43百万ユーロ増加した。とりわけ2015年において長期間にわたる維持管理作業による影響を受けたリブニク発電所を主とする発電所の供給力の増加は、売上高の増加に貢献したもう1つの要因である。

（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。

2016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、2015年から446百万ユーロ増加して7,734百万ユーロとなった。これは連結範囲の変更による138百万ユーロの影響を含み、+4.5%の本業の成長に相当する。

グループ売上高に対するEDF Énergies Nouvellesの貢献は、2016年には1,169百万ユーロ（2015年から0.3%の本業の成長）となった。2016年のグループ売上高に対するDalkiaの貢献は、3,600百万ユーロとなった。かかる68百万ユーロ（+2.1%）の本業の成長は、主に、ガス価格の下落による悪影響を受けたものの、天候による好影響および商業開発の好影響があったことに起因している。

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、1,008百万ユーロとなり、2015年から385百万ユーロ（+58.2%）の本業の成長となった。かかる変動の要因は、2016年6月以降、全商品において再びボラティリティが生じたことであり、その影響は、フランスにおける発電所の供給停止によって年末に際立った。

減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

EBITDAは6.7%減少し、-4.8%の本業のマイナス成長となった。

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
売上高	71,203	75,006	3,803	-5.1	-3.2
購入燃料およびエネルギー費用	36,050	38,775	2,725	-7.0	-4.8
その他の対外費用	8,902	9,526	624	-6.6	-6.0
人件費	12,543	12,529	14	+0.1	+1.0
法人所得税以外の税金	3,656	3,641	15	+0.4	+1.1
その他の営業収益および営業費用	6,362	7,066	704	-10.0	-9.8
EBITDA	16,414	17,601	1,187	-6.7	-4.8

（ ） 連結EBITDAの増減および分析

2016年の連結EBITDAは、前年同期と比較して6.7%減少し、16,414百万ユーロとなった。外国為替による影響（-296百万ユーロ）を除き、主にユーロに対する英ポンドの下落および連結範囲の変更（-51百万ユーロ）により、EBITDAの本業の変動率は4.8%の減少であった。

2016年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、36,050百万ユーロとなり、2015年と比較して2,725百万ユーロ（-7.0%）の減少、または、本業における1,870百万ユーロ（-4.8%）の減少であった。

- ・フランス - 発電と供給業務およびフランス - 規制業務セグメントでは、燃料およびエネルギー購入は487百万ユーロ（-2.9%）減少して16,146百万ユーロとなった。これは主として、フランス - 発電と供給業務セグメントによって使用された燃料の購入に起因する。
- ・英国（-633百万ユーロまたは-9.4%）、ベルギー（-370百万ユーロまたは-13.5%）およびイタリア（-411百万ユーロまたは-4.1%）における本業のマイナス成長は、市場価格の下落に関連するものである。

その他の対外費用は、2015年から624百万ユーロ（-6.6%）減少して8,902百万ユーロとなり、これは576百万ユーロ（-6.0%）の本業のマイナス成長に相当する。

- ・フランス - 発電と供給業務およびフランス - 規制業務セグメントでは、その他の対外費用は5,121百万ユーロとなった。376百万ユーロ（-6.8%）の本業のマイナス成長は、主としてコスト削減活動に起因する。パフォーマンス向上計画は、すべての事業にわたって適用されている。
- ・英国では、その他の対外費用は939百万ユーロとなった。114百万ユーロ（-9.6%）の本業のマイナス成長は、主としてEDF Energyの営業コストの削減策に関連する。

・イタリアでは、その他の対外費用は578百万ユーロとなった。26百万ユーロ（-4.2%）の本業のマイナス成長は、主としてマーケティングおよび販売費用の変動（新規顧客の減少）ならびに探鉱および生産事業に係る費用の削減（イタリア国内外における維持管理費の削減）に起因する。

当グループの人件費は、2015年から14百万ユーロ増加して12,543百万ユーロとなり、これは126百万ユーロ（+1.0%）の本業の成長に相当する。

・フランス - 発電と供給業務セグメントでは、人件費は2015年から74百万ユーロ増加して、6,315百万ユーロとなった。すべての事業における年末の従業員数は、2016年においては2015年より4.4%減少し、これは人件費に対して70百万ユーロの好影響をもたらした。価格影響は - 144百万ユーロのマイナスとなり、これは主として幹部職員退職年金制度総連合会（Agirc）および補足退職年金制度連合会（Arrco）補足年金改革の影響（36百万ユーロ）ならびに主としてより低い割引率の使用による従業員給付評価（38百万ユーロ）の調整を反映している。

・フランス - 規制業務セグメントでは、人件費は3,106百万ユーロとなった。かかる57百万ユーロの増加は、主として従業員給付に適用されたより低い割引率（20百万ユーロ）ならびにAgircおよびArrco補足年金改革の影響（16百万ユーロ）に起因する。従業員数は、2015年から0.5%減少した。

・英国では、人件費は1,085百万ユーロとなった。72百万ユーロ（-5.5%）の本業のマイナス成長は、販売チームにおける新たな組織体制の導入を含むEDF Energyのコスト管理策を反映するものである。

2016年における法人所得税を除く税金は、2015年から15百万ユーロまたは+0.4%（本業においては+1.1%）増加して、3,656百万ユーロとなった。

・かかる増加は、主に2012年から2016年における電気料金均衡化基金への追加出資によって法人所得税以外の税金が55百万ユーロ増加した、フランス - 規制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、2016年においては6,362百万ユーロの純利益があり、2015年から704百万ユーロ減少した（693百万ユーロまたは-9.8%の本業の変動）。

・フランス - 発電と供給業務セグメントでは、とりわけエネルギー貧困顧客に対する省エネ証書に関連する義務の増加等によって、その他の営業収益および営業費用による利益は、145百万ユーロ減少した。再生可能エネルギー購入義務の増加により、CSPEの補助金は増加した。

・イタリアでは、主として2015年中のリビアとの長期ガス契約に関連する仲裁の影響（支払滞納分の回復措置に続く不良債権の削減。）により、その他の営業収益および営業費用は、597百万ユーロの本業のマイナス成長となった。

・EDF Énergies Nouvellesは、主として2016年中のストラクチャード・アセット開発および販売事業における事業活動の増加により、82百万ユーロ（+20.0%）の本業の成長を記録した。

（ ） 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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス - 発電と供給業務	6,156	6,936	780	-11.2	-11.2
フランス - 規制業務	5,102	4,719	383	+8.1	+8.1
英国	1,713	2,242	529	-23.6	-12.3
イタリア	641	1,345	704	-52.3	-50.6
その他国外	711	609	102	+16.7	+21.2
その他事業	2,091	1,750	341	+19.5	+22.0
グループEBITDA	16,414	17,601	1,187	-6.7	-4.8

（イ） フランス - 発電と供給業務

フランス - 発電と供給業務セグメントのEBITDAは、11.2%の本業のマイナス成長を記録し、6,156百万ユーロとなった。

EBITDAは2015年と比較して - 32.8TWh減少した原子力発電量による悪影響を受けた。これは、主としてASNに要請された追加調査のための供給停止および供給停止期間の延長による見積影響額 - 1,274百万ユーロに起因する。

一方、予定外の供給停止の回数および原子炉の自動供給停止の回数が過去最低であったため、原子力発電所のパフォーマンスは好調を維持した。

約 - 500百万ユーロと見積もられる市場での純購入高および純売上高による悪影響は、原子力発電所の供給停止により当年度下半期に必要な購入高と大きく関係している。

「黄色」および「緑色」規制販売料金の終了後の市場状況における変化、市場価格の下落ならびに競争激化の影響は、約 - 1,203百万ユーロとなった。

かかるセグメントのEBITDAは、天候の好影響、「閏年」の影響および料金の引上げによる恩恵を受け、約320百万ユーロとなった。また、かかるEBITDAは、国务院の2016年6月15日付決定に伴う、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修正額859百万ユーロも反映するものである。

EDFグループのパフォーマンス計画に沿って、競争の激しい環境に対する商業コストの調整および火力発電所のコストの最適化を含む、すべての事業体におけるパフォーマンスの効率化を通じて、営業費用は1.0%（一定の割引率を使用し、サービス業務の営業費用における変動を除く、2016年の為替レートおよび連結範囲に基づく。）削減された。

(ロ) フランス - 規制業務

フランス - 規制業務セグメントのEBITDAは、+8.1%の本業の成長となった。かかる成長は、2016年の天候の好影響（+5.6TWh）、「閏年」の影響（+1.2TWh）および電力の市場価格の下落によるネットワーク損失を補うための購入高の減少に起因する。コストの最適化キャンペーンは継続中である。

(ハ) 英国

英国における当グループの2016年のEBITDAに対する貢献は、2015年から23.6%減少して1,713百万ユーロとなり、本業においては-12.3%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、2015年と比較して253百万ユーロの悪影響があった。

英国のEBITDAに影響した主な要因は、2016年には原子力発電量の増加による好影響があったものの、電力の市場価格が下落したことである。

2016年の原子力発電量は、2015年と比較して+4.5TWh増加し、65.1TWhであった。これは過去最高の発電量であり、優れたパフォーマンスを通じて達成された。2016年の原子力発電は、発電所の優れた稼働率および予定外の供給停止の回数が非常に少なかったことによる恩恵を受けた。

EDF Energyは全業務を対象にコスト削減計画を始動し、2016年中に営業費用の3.6%（一定の割引率を使用し、サービス業務の営業費用における変動を除く、2016年の為替レートおよび連結範囲に基づく。）の削減に成功した。

(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、2015年から52.3%減少し、641百万ユーロとなった。これは50.6%の本業のマイナス成長に相当する。

かかるEBITDAの変動は、主に2015年のリビアにおける長期ガス供給契約価格改定をめぐるEdisonおよびENIの紛争に関連する国際仲裁裁判所の決定による好影響に起因する。

電力事業のEBITDAは、平均販売価格における不利な傾向、火力発電における利幅の縮小および2015年と比べて水力発電の条件が悪化したことをそれぞれ反映している。

また、2015年のリビアのガス契約に関する仲裁裁判所の決定の好影響ならびに探鉱および生産事業に悪影響をもたらしたブレント石油価格の継続的な下落に起因して、ガス事業のEBITDAも減少した。

ガスの販売量の増加による好影響ならびに価格改定に関する条項を含むリビアのガス契約価格（2015年末）およびカタルのRasgasとのガス契約（2016年6月）の再交渉に伴う2016年におけるガスの利益幅の回復により、かかる下落は一部相殺された。

コスト削減計画は継続中であり、2016年の悪化した市場状況の影響を一部受け、2015年と比較して-4.7%（一定の割引率を使用し、サービス業務の営業費用における変動を除く、2016年の為替レートおよび連結範囲に基づく。）の削減に成功した。

(ホ) その他国外

2016年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2015年から16.7%増加（+21.2%の本業の成長）し、711百万ユーロとなった。

かかる増加は主に、以下に起因するものである。

- ・ブラジルでは、費用の増加を上回るPPA（電力購入契約）年次価格改定による好影響、維持管理期間中の好ましい市場状況およびアルゼンチンへの輸出により、本業において+87百万ユーロ成長した。
- ・ベルギーでは、特に天候には恵まれなかったものの、主に2015年12月におけるドゥル3およびチアンジュ2の原子力発電所の再開、新たに設置された風力発電の設備容量（2015年の254MWに対して2016年は301MW）、ならびにシステム・サービスの事業水準の維持により、本業において+63百万ユーロ成長した。
- ・ポーランドでは、熱販売料金の引上げおよび燃料価格の好影響により、本業において+42百万ユーロ増加した。かかるパフォーマンスは、近代化作業が最終フェーズにある発電資産の稼働率の上昇による電力および熱生産の向上、天候の好影響ならびに新規顧客の獲得を反映したものである。

しかし、アジアのEBITDAは、主に2015年9月初頭におけるFiglecの委譲の終了により、68百万ユーロの本業のマイナス成長を記録した。

(へ) その他事業

その他事業のグループEBITDAに対する貢献は、2016年において2,091百万ユーロとなり、前年と比較して22.0%の本業の成長となった。

EDF Énergies Nouvellesの連結EBITDAに対する貢献は、合計861百万ユーロであった。2015年からの50百万ユーロ(+6.1%)の本業の成長は、主にストラクチャード・アセット開発および販売事業(特に欧州および(程度は低い)北米における著しい事業活動ならびにフランスにおける洋上風力発電所プロジェクトの新たなパートナーシップ)によるものである。

DalkiaのグループEBITDAに対する貢献は、2016年において252百万ユーロであった。これは2015年からの18百万ユーロの本業の成長に相当し、主に良好な天候条件および商業開発に起因する。運用効率計画は、主にガス価格の下落による価格の悪影響を補った。

EDF TradingのEBITDAは、2015年から本業において281百万ユーロ(+56.8%)の成長を記し、2016年は729百万ユーロとなった。かかる成長は、売上高に観察された取引マージンの向上に伴うものである(「第3 7(4) () (へ) その他事業」)を参照。)。

営業利益（EBIT）

EBITは2015年から75.6%増加した。

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
EBITDA	16,414	17,601	1,187	-6.7
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	262	175	437	-249.7
減価償却費および償却費（純額）	7,966	9,009	1,043	-11.6
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	41	102	61	-59.8
(減損) / 戻入	639	3,500	2,861	-81.7
その他の収益および費用	8	885	893	-100.9
EBIT	7,514	4,280	3,234	+75.6

2016年における当グループの連結EBITは、2015年から3,234百万ユーロ増加し、合計7,514百万ユーロとなった。かかる増加は、主として、減価償却費および償却費（純額）の減少、減損ならびにその他の営業収益および費用の減少により説明される。

() 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

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、2015年の+175百万ユーロから減少し、2016年には-262百万ユーロとなった。イタリアでは、かかる変動は主に2015年に良好な業績に一役買った金融商品の償還に起因する。

() 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、2015年と比較して1,043百万ユーロ減少した。

フランス - 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547百万ユーロ減少し、これは主に2016年1月1日から900MWのPWRユニット（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を50年間に延長したことにより説明される。

フランス - 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167百万ユーロ増加し、これは主にEnedisに対する149百万ユーロおよび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。）メーターの導入開始を含む配電資産への投資の影響に関連する。

英国においては、減価償却費および償却費（純額）が347百万ユーロ減少した（187百万ユーロの本業のマイナス成長）。これは、主として2015年12月31日現在の石炭火力発電施設およびガス火力発電施設において計上された減損に関連するものである。

イタリアにおいては、減価償却費および、償却費（純額）が298百万ユーロ減少した（本業における293百万ユーロのマイナス成長）。これは、主として探鉱費用の減少および2015年12月31日時点の減損が認識され、減価償却費および償却費が減少したことによるものである。

ベルギーにおいては、減価償却費および償却費（純額）が55百万ユーロ減少し、これは、主に2015年12月31日時点の火力発電資産に関して認識された減損に関連している。

() 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額

2015年と比較した2016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61百万ユーロの減少は、フランス - 規制業務セグメントに起因している。

() 減損 / 戻入

2016年の減損は、639百万ユーロとなり、これは主に営業資産（2016年度の連結財務書類の注記13「減損/戻入」を参照。）に関連する。

2015年の減損は、3,500百万ユーロとなり、これは主に以下に関連する。

- ・当グループの欧州（主に英国、イタリア、ベルギー、ポーランドおよびドイツ）における火力発電資産（石炭、ガスおよびガス貯蔵）に関する2,281百万ユーロ
- ・Edisonの551百万ユーロの探鉱および生産資産

() その他の収益および費用

その他の収益および費用は、2016年度の連結財務書類の注記14「その他の収益および費用」に記載されている。

金融損益

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	1,827	1,994	167	-8.4
割引の影響	3,417	2,812	605	+21.5
その他の金融収益および費用	1,911	2,218	307	-13.8
金融損益	3,333	2,588	745	+28.8

2016年の金融損益は、2015年から745百万ユーロ増加して、3,333百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下に起因する。

- ・2016年10月における社債の新規発行に係る費用が平均利率の低下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。これは主に負債の変動金利の好影響および主に英ポンドに関する外国為替の好影響に起因する。
- ・割引費用は605百万ユーロ増加した。これは主として、フランスにおける原子力引当金に適用された割引率の低下に起因する。2016年12月31日現在の割引率は4.2%である（平均インフレ率1.5%を含む。）（2015年12月31日時点ではそれぞれ4.5%および1.6%）。
- ・その他の金融収益および費用は307百万ユーロ減少した。これは主として、専用資産の売却からの利益の減少に起因する。かかる減少は、フランスの一般電力網に関する2015年7月22日付の欧州委員会の決定に伴う財務利息の支払いが、2016年にはなかったことにより、一部相殺された。

法人所得税

2016年の法人所得税は、1,388百万ユーロとなり、実効税率は、33.2%（2015年は28.5%）となった。

2016年の実効税率が2015年から増加した要因は、主に、2015年と比較してフランスおよび英国において法人所得税率が引き下げられたことによるものである。

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、2015年は192百万ユーロであったのに対し、2016年は218百万ユーロであった。

かかる変動は、主として、EDF Énergies Nouvellesが少数株主である欧州および北米の発電所の減損ならびにRTEによる純利益の減少に起因する。

2016年における関連会社の純利益に対する持分には、合計481百万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、2016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。

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、2015年から54百万ユーロ減少し、2016年において、160百万ユーロとなった。かかる変動は、主に、電力の市場価格の下落によって英国の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。

EDFの純利益

EDFの純利益は、2015年から1,664百万ユーロ（+140.2%）増加し、2016年は合計2,851百万ユーロであった。

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、2015年から15.3%減少して、2016年においては4,085百万ユーロであった。

* 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、2015年の-3,759百万ユーロと比較して、2016年は-1,039百万ユーロであった。
- ・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、2015年の+124百万ユーロと比較して、2016年は-195百万ユーロであった。

(5) キャッシュ・フローおよび純負債額

キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	11,125	12,730	1,605	-12.6
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	16,557	18,839	2,282	-12.1
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	4,138	5,574	1,436	-25.8
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	1,294	535	759	+141.9
現金および現金同等物の期首残高	4,182	4,701	519	-11.0
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	1,294	535	759	+141.9
為替変動の影響	102	36	138	n.a.
現金および現金同等物に係る金融収益	20	13	7	+53.8
組替の影響	117	39	156	n.a.
現金および現金同等物の期末残高	2,893	4,182	1,289	-30.8

n.a. = 該当なし。

() 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
連結会社の税引前利益	4,181	1,692	2,489	+147.1
(減損)/戻入	639	3,500	2,861	-81.7
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	9,814	11,392	1,578	-13.9
金融収益および費用	948	951	3	-0.3
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	330	322	8	+2.5
資産譲渡損益	877	1,593	716	-44.9
運転資本の変動	1,935	132	2,067	n.a.
営業によるキャッシュ・フロー (純額)	13,100	16,396	3,296	-20.1
金融費用支出 (純額)	1,137	1,252	115	-9.2
法人所得税支払額	838	1,508	670	-44.4
欧州委員会の決定 ⁽¹⁾	-	906	906	-100.0
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	11,125	12,730	1,605	-12.6

n.a. = 該当なし。

(1) 2015年7月22日、欧州委員会は、一般電力網設備の更新のために1987年から1996年の間に設定された引当金の租税措置を欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する決定を下した(2015事業年度に係る有価証券報告書中の「第3 7(3) 1987年から1996年までの間に設定された一般電力網の更新についての引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定」を参照のこと。)。

2016年、営業活動によるキャッシュ・フロー(純額)は、2015年から1,605百万ユーロ減少して、11,125百万ユーロとなった。

かかる変動は以下の結果として生じた営業活動によるキャッシュ・フロー(純額)における3,296百万ユーロの減少を反映している。

- ・2016年は2015年の16,584百万ユーロと比較して14,634百万ユーロ(2015年と比較して-1,950百万ユーロの減少)であった連結会社の減損、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調整後の税引前利益。この減少は、処分に係る資産譲渡益の減少(+716百万ユーロ)により一部相殺された。
- ・運転資本の減少(2015年と比較して-2,067百万ユーロ)。

また、営業活動によるキャッシュ・フロー(純額)の変動は、法人所得税支払額の減少(+670百万ユーロ)および2015年7月22日の欧州委員会の決定による不利な影響(+906百万ユーロ)(2016年には同様の影響はなかった。)を反映している。

() 投資活動によるキャッシュ・フロー(純額)

2016年、投資活動によるキャッシュ・フロー(純額)は、2015年の18,839百万ユーロと比較して、16,557百万ユーロとなった。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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
無形資産および有形固定資産への投資	14,397	14,789	392	-2.7
無形資産および有形固定資産の売却による収入(純額)	508	964	456	-47.3
資本支出(純額)	13,889	13,825	64	+0.5
持分投資の取得、取得現金控除後	127	162	35	-21.6
持分投資の処分、譲渡現金控除後	372	748	376	-50.3
金融資産の変動	2,913	5,600	2,687	-48.0
投資活動によるキャッシュ・フロー(純額)	16,557	18,839	2,282	-12.1

資本支出(純額)

2016年、資本支出(純額)は、2015年より64百万ユーロ増加して(+0.5%)、13,889百万ユーロとなった。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)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
フランス - 発電と供給業務	5,745	5,688	57	+1.0
フランス - 規制業務	3,770	3,645	125	+3.4
英国	1,911	1,821	90	+4.9
イタリア	406	586	180	-30.7
その他国外	493	693	200	-28.9
その他事業	1,564	1,392	172	+12.4
資本支出(純額)	13,889	13,825	64	+0.5

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) 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

2016年においては、株式投資（純額）は341百万ユーロ減少し、245百万ユーロとなった。かかる減少は、主に、EDF Energies Nouvellesが保有していた米国およびポルトガルにおける投資の売却に関係するものであった。

金融資産の変動

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37（6）（ ）EDF SA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。

2015年における金融資産の全体的な変動は、- 5,600百万ユーロであり、これも主に流動資産の取得を反映したものである。

（ ）財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
非支配株主との取引 ⁽¹⁾	1,368	64	1,304	n.a.
親会社の支払配当金	165	1,420	1,255	-88.4
非支配株主に対する支払配当金	289	326	37	-11.3
自己株式の買入/売却	2	14	12	-85.7
株主とのキャッシュ・フロー	912	1,696	2,608	-153.8
借入債務の発行	9,424	9,422	2	-
借入債務の返済	6,176	2,336	3,840	+164.4
永久劣後債の発行	582	591	9	-1.5
委譲運営資産に対する受取拠出金	143	152	9	-5.9
投資補助金	417	623	206	-33.1
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	3,226	7,270	4,044	-55.6
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	4,138	5,574	1,436	-25.8

n.a. = 該当なし。

(1) 非支配会社の増資および持分の追加取得によるものである。

2016年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2015年から1,436百万ユーロ減少して、4,138百万ユーロに及び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。

- ・社債償還額（純額）における3,838百万ユーロの減少。
- ・非支配株主との取引における+1,304百万ユーロの増加。2016年における当該取引には、CGNに対するHinkley Point C（HPC）Holding Coの持分33.5%およびSizewell C Holding Co（SZC）の持分20%の売却による受取金830百万ユーロ、ならびにヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCの増資におけるCGNの出資金469百万ユーロが含まれる。
- ・2015年と比較した2016年におけるEDFによる現金支払配当金の減少。

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、2015年12月31日現在の37,395百万ユーロと比較して2016年12月31日現在は、37,425百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年	変動	変動率(%)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,414	17,601	1,187	-6.7
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	1,703	1,610	93	
金融費用支出（純額）	1,137	1,252	115	
法人所得税支払額	838	1,508	670	
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。）	323	271	52	
営業キャッシュ・フロー⁽¹⁾	13,059	13,502	443	-3.3
運転資本の変動	1,935	132	2,067	
純投資 ⁽²⁾	11,663	12,672	1,009	
純投資後のキャッシュ・フロー	539	962	1,501	
欧州委員会の決定 ⁽³⁾	-	906	906	
専用資産	10	217	207	
配当前キャッシュ・フロー⁽⁴⁾	529	273	802	
現金支払配当金	1,036	2,337	1,301	
当グループのキャッシュ・フロー	1,565	2,064	499	
その他貨幣的変動	549	278	827	
純負債額の(増加)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	1,016	2,342	1,326	
為替レート変動による影響	1,107	951	2,058	
その他非貨幣的変動による影響	121	106	227	
純負債額の(増加)/減少	30	3,187	3,157	
期首における純負債額	37,395	34,208		
期末における純負債額	37,425	37,395		

- (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、新たな開発および資産の売却も含まれる。
- (3) 2015年7月22日、欧州委員会は、一般電力網設備の更新のために1987年から1996年の間に設定された引当金の租税措置を欧州連合規則と矛盾する政府補助金に分類する決定を下した。
- (4) 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、純投資（注記(2)）、欧州委員会のフランス一般電力網に関する決定ならびに専用資産への配当純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。

() 営業キャッシュ・フロー

2016年の営業キャッシュ・フローは、2015年の13,502百万ユーロと比較して443百万ユーロ減少して（-3.3%）、13,059百万ユーロとなった。

かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- EBITDAの減少（-1,187百万ユーロ）。
- 2016年通期において、2015年10月に発行された借入金による影響があったものの、特に負債の変動金利の好影響および主に英ポンドに関する外国為替の好影響により平均利率が低下したことによって説明される金融費用支出（純額）の減少（2015年の-1,252百万ユーロと比較して2016年は-1,137百万ユーロ）。
- 主としてフランスにおいて過年度に支払われるべき法人所得税の残高に差異が生じたことに起因する法人所得税の減少（2015年の-1,508百万ユーロと比較して2016年は-838百万ユーロ）。

() 運転資本の変動

2016年中、運転資本における変動は-1,935百万ユーロとなった。

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遡及的修正による影響（- 939百万ユーロの減少）。
- ・2016年後半の寒冷な天候の影響（- 735百万ユーロ）。
- ・フランスにおけるCSPEの徴収方法および基準の改革による悪影響（約 - 829百万ユーロ）。
- ・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 + 716百万ユーロ）。

2016年から2015年の間の運転資本の変動の差異（- 2,067百万ユーロ）は、主として2014年のフランスの規制販売料金の規則化による影響（- 939百万ユーロ）および2016年のより厳しい天候による悪影響（- 893百万ユーロ）を反映するフランス（- 2,079百万ユーロ）に関連する。

（ ） 純投資

純投資は、2015年の12,672百万ユーロから1,009百万ユーロ減少して（- 8.0%）、2016年は11,663百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2016年	2015年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
フランス - 発電と供給業務	5,692	5,660	32	+0.6
フランス - 規制業務	3,301	3,367	66	-2.0
英国	806	1,111	305	-27.5
イタリア	458	585	127	-21.7
その他国外	607	922	315	-34.2
その他事業	952	773	179	+23.2
Linky、新たな開発および資産の売却を除く純投資	11,816	12,418	602	-4.8
Linky、新たな開発および資産の売却	153	254	407	n.a.
純投資	11,663	12,672	1,009	-8.0

n.a. = 該当事項なし。

(1) 次世代EPRへの投資は現在、新たな開発に含まれている。

（イ） Linky、新たな開発および資産の売却を除く純投資

フランス - 発電と供給業務セグメントによる純投資は、32百万ユーロ、すなわち + 0.6%増加した。かかる増加は、主に原子力発電所の維持管理業務に起因し、火力発電所への投資の減少により相殺された。

フランス - 規制業務セグメントによる純投資は、66百万ユーロ減少した。これは、主に2013年から2015年の間に稼働した島部火力発電所（特に2015年におけるポワント・ジャリー）に起因する。

フランス国外において、純投資は、747百万ユーロ、すなわち - 28.5%減少した。

- ・英国において、305百万ユーロ、すなわち - 27.5%の減少は、主として外国為替の好影響と相俟った、石炭火力発電および原子力発電への投資の減少によって説明される。
- ・イタリアにおいて、127百万ユーロの減少は、主として石油およびガスの市場環境を受けた探鉱および生産への投資の減少によるものであった。2016年において、Edisonはアセット・スワップ事業および小規模水力発電所の取得を通じて再生可能エネルギー部門および水力発電部門への参入を強化した。
- ・その他国外セグメントにおける減少（- 315百万ユーロ）は、主としてポーランドの石炭燃料発電所およびコジェネレーション発電所を最新の基準に融合させる近代化プログラムの終了ならびに中国への投資の減少によって説明される。

その他事業セグメントにおいては、純投資は179百万ユーロ、すなわち + 23.2%増加した。この増加は主として、2016年に稼働した発電所の種別を理由として、受取補助金が減少したEDF Énergies Nouvellesに関連するものであった。

（ロ） Linky、新たな開発および資産の売却

当グループは、Linkyプログラムへの投資を継続している。2016年は、全体的な展開が行われた最初の年であった。

新たな開発は、当グループの新規開発プロジェクトに対応し、資産の売却により資金調達を行っている。2016年および2015年におけるこれらの新たな開発は、主として英国の新規原子力発電所への投資ならびに（程度は低い）洋上風力発電所プロジェクトおよび新たなEPRモデルにおける投資に関連するものであった。また、かかる開発は、2015事業年度に係る有価証券報告書に記載された投資に加えて、次世代EPRへの投資を含む。

資産の売却は、特に不動産の売却およびCGNによる英国における新規原子力業務への出資に関連するものであった。

() 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2016年12月31日現在合計23,471百万ユーロとなった。

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。）。

2016年における10百万ユーロの純変動は、上記の2番目および3番目の項目に対応している。

() 配当前キャッシュ・フロー

2016年の配当前キャッシュ・フローは - 529百万ユーロ (2015年は + 273百万ユーロ) となった。これは主に以下の要因により説明される。

- ・ + 13,059百万ユーロの営業キャッシュ・フロー。
- ・ 運転資本における - 1,935百万ユーロの不利な変動。
- ・ - 11,663百万ユーロの純投資。

2015年からの - 802百万ユーロの変動は、運転資本における不利な変動 (- 2,067百万ユーロ) に主に起因する。しかしながら、かかる影響は純投資の減少 (+ 1,009百万ユーロ) により減少した。

() 現金支払配当金

2016年の現金支払配当金 (- 1,036百万ユーロ) は、以下により構成される。

- ・ 2015年の配当金残高 (- 82百万ユーロ)。
- ・ 2016年の中間配当 (- 83百万ユーロ)。これは、取締役会により2016年9月30日に決定され、2016年10月31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0.50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2015年の支払い (- 582百万ユーロ)。
- ・ 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 (- 289百万ユーロ)。

2015年と比較した1,301百万ユーロの好ましい差額は、主に株式配当の形で行われた株主の92.2%に対する2015年における配当金残高の支払いおよび株主の91.8%に対する2016年における中間配当の支払いによるものである。

() 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、2015年の - 2,064百万ユーロに対して - 1,565百万ユーロとなった。499百万ユーロの増加は、主に現金支払配当金の減少 (+ 1,301百万ユーロ) および配当前キャッシュ・フローの変動 (- 802百万ユーロ) を反映している。

() 為替レートの変動による影響

2016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大幅な下落および米ドルの上昇によるもの (2015年12月31日の1.362ユーロ/英ポンドから、2016年12月31日には1.168ユーロ/英ポンドとなり、英ポンドはユーロに対して - 14.2%下落した。2015年12月31日の0.919ユーロ/米ドルから、2016年12月31日には0.949ユーロ/米ドルとなり、米ドルはユーロに対して3.3%上昇した。)) は、 + 1,107百万ユーロの好影響を当グループの純負債額に与えた。

(6) 市場リスクの管理および統制

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。) のカウンターパーティー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。

() 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

2016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25,159百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は11,709百万ユーロであった。

2017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5,253百万ユーロも含めて、2016年12月31日現在、13,506百万ユーロとなる見込みである。

2016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

1996年4月18日、EDFはユーロ・メディアム・ターム・ノート（「EMTN」プログラム）による債券を発行するためのプログラムを開始した。かかるプログラムは、EDFのEMTNによる債券発行のためのフランス法に準拠したEMTNプログラムが設定された時から、2009年5月まで定期的に更新された。また、かかる2回目のプログラムは、その実施後から定期的に更新されており、かかるプログラムに基づく現在の発行の上限額は45十億ユーロである。

2016年10月6日、台湾市場において、EDFは、以下の2つの米ドル建てトランシェによる総額2,655百万米ドルの優先「フォルモサ債」の発行を行った。

- ・ 利率4.65%、30年満期の491百万米ドルの債券
- ・ 利率4.99%、40年満期の2,164百万米ドルの債券

EDFはまた、同日に、以下の4つのトランシェによる3十億ユーロの多通貨建て優先債の発行を行った。

- ・ 1%固定金利、10年満期の1,750百万ユーロのグリーンボンド
- ・ 1.875%固定金利、20年満期の750百万ユーロの債券
- ・ 0.3%固定金利、8年満期の400百万スイス・フランの債券
- ・ 0.65%固定金利、12年満期の150百万スイス・フランの債券

1%固定金利、10年満期の1,750百万ユーロのグリーンボンドの発行により、EDFは再生可能エネルギーの成長のための投資を継続することができた。かかる運用は、市場のベンチマークである2013年11月のEDFの債券発行の構造に基づいており、またグリーンボンド原則に沿ったグリーンボンド市場の発展およびその成功事例の支援に対するEDFの継続的な取り組みを示している（2015年3月に更新されたグリーンボンド原則は、グリーンボンド発行のための任意のガイドラインである。かかる原則では、グリーンボンド市場の発展および統合促進を目的として、透明性および開示を推奨している。詳細については、<http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles>を参照。）。

- ・ グリーンボンドにより調達された資金は、EDF Énergies Nouvellesにより開発されている再生可能エネルギー・プロジェクトおよびEDFの水力発電部門の適格プロジェクトへの融資のために専ら使用されている。
- ・ 融資を受けるプロジェクトは、外部の格付機関であるVigeoに承認されたESG基準に基づき、文書化された厳重な手続により選定される（ESG（環境、社会、ガバナンス）基準は、プロジェクトの受入国における人権およびガバナンス、環境に対する影響の管理、従業員の安全衛生の保護、サプライヤーとの信頼関係の強化ならびに現地のステークホルダーとの対話という5つの分野をカバーする。）。
- ・ 調達された資金は、EDFの現金の受領から適格なグリーン・プロジェクトへの割当てまで、厳格な分離原則の下で管理および監督される。

EDFは、グリーンボンドから配分された金額、融資を受けたプロジェクトのポートフォリオおよび関連する環境保全上の利点について定期的に報告する予定である。EDFのコミットメントについてのDeloitte & Associésの報告書は、2016年Document de Référenceに含まれる。

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、2016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、2015年12月31日現在における13年に対し、2016年12月31日現在においては13.4年であった。EDF SAの負債の平均満期は、2015年12月31日現在における13.9年に対し、2016年12月31日現在においては14.4年となった。

2016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、2016年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2016年12月31日 (単位：百万ユーロ)	負債	ヘッジ手段 ⁽¹⁾		社債に 対する 保証
		金利スワップ	通貨スワップ	
2017年	13,506	609	41	259
2018年から2021年	21,773	2,226	117	250
2022年以降	66,970	3,774	1,005	135
合計	102,249	6,609	1,163	644

債務返済	63,844
支払利息	38,405

(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バイ・クレジット・ラインの形で、当グループからモリボルピング・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、アームズレンジ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。

2016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1,674百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては2,421百万米ドルであった。2016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、2016年12月31日現在において、種類別および満期別に650百万ユーロ超または外国通貨で連結財務諸表において報告された発行と同等額となる当グループの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 ⁽¹⁾	満期	額面金額	通貨	利率
債券	EDF	2014年1月	2017年1月	1,000	米ドル	1.15%
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%
債券	EDF	2015年10月	2020年10月	1,500	米ドル	2.35%
ユーロMTN	EDF	2008年5月	2020年5月	1,200	ユーロ	5.38%
ユーロMTN	EDF	2009年1月	2021年1月	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN (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 (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 (グリーンボンド)	EDF	2016年10月	2026年10月	1,750	ユーロ	1.00%
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。

C25により発行された2,820百万ユーロの債券は、2017年12月に満期を迎える。かかる借入れの50.1%は「金融資産」に含まれ、49.9%は「売却目的保有資産」に含まれる（2016年度の連結財務書類の注記3.5.1を参照。）。

2016年12月31日現在、EDFは、総額10,215百万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。2016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。
- ・与信枠は、利用可能額6,085百万ユーロに相当し、その期限は2019年12月までに延長された。これらの与信枠のレベルは、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、定期的に審査される。
- ・EDFとEuropean Investment Bankとの間には複数の与信枠が存在する。2016年12月31日現在、3つの与信枠につき、それぞれ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。200百万ユーロの4つ目の与信枠については、同日現在、70百万ユーロを限度に引き出された。

2015年9月以降、EDF Investissements Groupは、新たに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。2016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。

（ ） 格付

2016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-	安定した見通し ⁽¹⁾	A-2
	ムーディーズ	A3	安定した見通し ⁽²⁾	P-2
	フィッチ・レーティングス	A-	安定した見通し ⁽³⁾	F2
EDF Trading	ムーディーズ	Baa2	安定した見通し ⁽⁴⁾	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	安定した見通し ⁽⁵⁾	A-3
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BB+	安定した見通し ⁽⁶⁾	B
	ムーディーズ	Baa3	安定した見通し ⁽⁷⁾	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(1) S&Pは、EDFの格付を2016年9月21日にAからA-（安定した見通し）に格下げした。

(2) ムーディーズは、EDFの格付を2016年9月28日にA2からA3（安定した見通し）に格下げした。永久劣後債の格付もBaa3に格下げされた。

(3) フィッチは、EDFの格付を2016年6月7日にAからA-に格下げした。

(4) ムーディーズは、EDF Tradingの格付を2016年5月13日にBaa1からBaa2に格下げした。安定した見通しが2016年10月11日に追加された。

(5) S&Pは、EDF Energyの格付を2016年5月13日にA-からBBBに格下げした。安定した見通しが2016年9月21日に追加された。

(6) S&Pは、Edisonの格付を2016年10月4日にBBB-からBB+（安定した見通し）に格下げした。

(7) ムーディーズは、Edisonの格付を2016年5月13日にBaa2からBaa3に格下げした。安定した見通しが2016年10月19日に追加された。

（ ） 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、取得と負債とを同一の通貨で一致させるか、金融デリバティブを用いて市場でヘッジするかのいずれかの方法で管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジは、通貨によって（ブラジル・レアルおよび人民元を除いて）ヘッジ比率が39%から100%の範囲にあるリスク/リターン指標に従う。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、2016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）

2016年12月31日 (単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ手段の 影響を反映後の負債 構造	負債の割合(%)
ユーロ	31,204	20,220	51,424	79
米ドル	22,239	19,314	2,925	4
英ポンド	9,824	827	8,997	14
その他通貨	1,928	79	1,849	3
負債合計	65,195	-	65,195	100

(1) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2016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

2016年12月31日 (単位：百万ユーロ)	ユーロ換算された ヘッジ後の負債	為替レートの 不利な変動10%の影響	為替レートの 不利な変動10%後の負債
ユーロ	51,424	-	51,424
米ドル	2,925	293	2,632
英ポンド	8,997	900	8,097
その他通貨	1,849	185	1,664
負債合計	65,195	1,378	63,817

当グループの負債に対する為替リスクヘッジの方針により、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

2016年12月31日 ⁽¹⁾ (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	4,745	3,200	1,312	2,857
スイス・フラン (スイス)	659	600	110	169
ハンガリー・フォリント (ハンガリー)	121,000	-	121,000	-
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	2,357	-	2,193	164
英ポンド (英国)	14,642	5,435	1,149	8,058
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,377	-	-	1,377
チリ・ペソ (チリ)	2,607	-	-	2,607
人民元 (中国)	10,141	-	-	10,141

(1) EDF DÉMÁS Zrtの売却価格に相当するハンガリー・フォリントの純資産ポジションを除く、2016年12月31日現在において計上された純資産。2016年12月31日現在において計上されたデリバティブおよび社債。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、2016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)	2016年12月31日			2015年12月31日		
	通貨別の管理後の純資産	ユーロ換算された管理後の純資産	為替レート変動10%の資本への影響	通貨別の管理後の純資産	ユーロ換算された管理後の純資産	為替レート変動10%の資本への影響
米ドル	2,857	2,710	271	2,916	2,678	268
スイス・フラン（スイス）	169	157	16	181	167	17
ハンガリー・フォリント（ハンガリー）	-	-	-	62,289	197	20
ポーランド・ズロチ（ポーランド）	164	37	4	807	189	19
英ポンド（英国）	8,058	9,412	941	7,401	10,084	1,008
ブラジル・レアル（ブラジル）	1,377	401	40	1,065	247	25
チリ・ペソ（チリ）	2,607	4	-	-	-	-
人民元（中国）	10,141	1,385	139	9,770	1,384	138

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）（ ）EDF SA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、2016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。

（ ）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。

2016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、53.6%が固定金利で、46.4%が変動金利であった。

2016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303百万ユーロ増加する。

2016年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.73%であった。

以下の表は、2016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、2015年と比較して、7百万ユーロ増加した。

当グループの負債の構造および金利感応度

2016年12月31日 (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	58,650	23,710	34,940	-
変動金利	6,545	23,710	30,255	303
合計	65,195	-	65,195	303

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

2016年12月31日 (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	1,497	15	1,482

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（2016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（2016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）（ ）EDF SA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。）。

（ ） 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）（ ）EDF SA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。

2016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。

2016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、37.7%を上限として株式および38.7%を上限として株式ファンドに投資された。これは、588百万英ポンド分の株式に相当する。

2016年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、24.8%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、1,582百万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、2016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。

（ ） EDF SA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（2016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（2016年12月31日現在、割合は21.9%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「2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、ベンチマーク指標が設定されている。かかるベンチマーク指標は、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対しては、Citigroup EGBI（60%）およびCitigroup EuroBIG（社債）（40%）である。

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。

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「2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。

規則の変更

2016年12月19日付命令により、RTEの株式を保有する会社であるC25の株式を専用資産ポートフォリオに配分することが承認された。

2016年におけるポートフォリオの変動

EDF Investは、2016年において、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構築を続けた。

2016年10月、EDF Investおよびドイツのインフラ・ファンドであるDIFは、コンソーシアムにおける50/50の割合の出資者として、ドイツにおいて3番目の規模を誇る規制されたガス輸送会社のThyssengasの100%を取得した。Thyssengasは、4,200km

の天然ガス輸送網を所有および運営し、ノルト・ライン・ウェストファーレン州の企業用顧客および住宅用顧客に供給を行っている。

2016年11月、イタリアのグループであるAtlantiaおよびEDF Investは、フランスの空港であるニース・コートダジュール、カンヌ・モンドリューおよびサントロペ空港ならびにSky Valetの国際事業航空サービス網の管理会社であるAéroports de la Côte d'Azurの過半数持分を取得した（「第3 7（3）（ ）（口）Aéroports de la Côte d'Azurの買収が完了」を参照。）。

これら両方の投資は、C25（RTE株式の100%を直接保有する会社）、TIGF、Porterbrook、MRGおよびGéoselとともに、EDF Investの「インフラ」区分に配分された。

2016年12月、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesとの間で、フランス預金供託公庫およびCNP AssurancesによるRTEにおける49.9%の間接持分の取得に係る条件ならびにRTEの発展促進に向けた長期的なパートナーシップの形態を定める法的拘束力のある契約を締結した（「第3 7（3）（ ）EDF、フランス預金供託公庫およびCNP Assurances：RTEとの長期的なパートナーシップに関する法的拘束力のある契約の調印」を参照。）。

第1段階では、2016年12月19日付命令第2016-1781号の発表を受けて、EDFは、2016年12月23日に新会社のC25に対してRTEにおける全持分を譲渡し、C25はかかる取引の資金調達の一部を外部からの借入により行っている。その後、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対してC25の株式資本の49.9%を売却する。かかる第2段階は、関連する合併規制当局からの承認を取得後、2017年3月31日に完了した。

EDFがC25につき保有する残りの持分（50.1%）は、核燃料サイクルのバックエンドに関連する費用に充当される専用資産ポートフォリオに引き続き配分される。

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。

CSPE債権は、（1.72%の金利が生じる）金融債権である。かかる債権は、2020年末までに延長された改訂版のスケジュールの下で返済される予定であり、これは2016年1月26日付の政府書簡に従い、2016年12月2日付決定において述べられている。また、かかる書簡において、フランス政府は、当該日付時点において644百万ユーロと推定され、改訂版の返済スケジュールに含まれる2013年から2015年の間に生じた追加の不足額を認め、専用資産への配分を承認した。2016年12月、かかる追加債権の総額および専用資産に配分される一部の債権は、合計1,538百万ユーロで譲渡された（2016年度の連結財務書類の注記3.6「CSPE債権の一部の譲渡」を参照。）。専用資産に配分され、CSPE債権の一部の譲渡により受領した金額（894百万ユーロ）は、専用資産に再投資された。

2016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、99.8%となった。その他のすべてが同一であると仮定した場合、かかる補填率は、2017年3月31日のC25の一部の株式の売却完了後、105.3%に達すると見込まれている。命令第2007-243号により設定される規制上の制約の適用がなければ、かかる引当金による補填率は105.4%となる。

引出額は、2016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377百万ユーロ（2015年は378百万ユーロ）であった。2016年には専用資産への配分は行われなかった（2015年は38百万ユーロの配分があった。）。2015年12月31日時点で報告されていた未配分の972百万ユーロは、2016年6月30日現在においては適用されていない。これは、主として、900MWのPWR発電所の減価償却期間の延長が原因で、専用資産により補填される引当金から1,657百万ユーロが戻し入れられることになったことに起因する（2016年度の連結財務書類の注記3.1「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。）。

しかしながら、2016年12月31日現在、主に年末の実質割引率の下落により、2015年3月24日付命令に基づき専用資産への配分額により相殺されるべき引当金の増加分は、総額1,095百万ユーロとなった。EDFは、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、財務書類の完成後数か月間にわたって当該金額を専用資産に配分する予定である。

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

	2016年12月31日	2015年12月31日
株式サブポートフォリオ	31.1%	31.1%
債券サブポートフォリオ	26.8%	28.5%
現金サブポートフォリオ	3.5%	1.2%
資金調達後のCSPE	16.7%	22.3%
非上場資産 (EDF Invest)	21.9%	16.9%
合計	100%	100%

2016年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2015年の23,480百万ユーロと比較して、25,677百万ユーロとなった。

また、金融ポートフォリオの内容については、2016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 (単位：百万ユーロ)	2016年12月31日		2015年12月31日	
	正味帳簿価額 ⁽¹⁾	実現可能価額	正味帳簿価額	実現可能価額
OECD加盟国の国債およびその類似債券	3,167	3,335	3,486	3,784
OECD加盟国の企業(非政府)債	542	593	595	630
上記2つの項目に投資を行うファンド	3,910	4,058	2,701	2,840
OECD加盟国が発行した債券以外にも投資を行うファンド	6,059	7,790	5,643	7,019
ヘッジ、預金および債権	18	18	7	7
金融商品ポートフォリオ合計	13,660	15,758	12,432	14,280
C25 (RTEの持株会社) ⁽²⁾	3,905	3,905	2,015	2,580
その他非上場有価証券および不動産資産	1,530	1,728	1,249	1,395
EDF INVEST合計	5,435	5,633	3,264	3,975
資金調達後のCSPE	4,182	4,286	5,225	5,225
専用資産合計	23,277	25,677	20,921	23,480

(1) 親会社の財務書類における正味帳簿価額。

(2) 2015年においては、当グループのRTEへの投資の50%。2016年においては、RTEの株式の100%を保有する会社であるC25の75.9%。

EDFの専用資産ポートフォリオの実績

下記の表は、2016年12月31日現在および2015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。

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2016年の実績		2015年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2015年の実績	
		ポートフォリオ	ベンチマーク 指標 ⁽¹⁾		ポートフォリオ	ベンチマーク 指標 ⁽¹⁾
株式サブポートフォリオ	7,992	7.8%	9.8%	7,304	6.1%	4.9%
債券サブポートフォリオ	6,866	4.3%	3.8%	6,694	1.3%	0.8%
金融ポートフォリオ合計	14,858	6.2%	6.8%	13,998	3.5%	3.0%
現金サブポートフォリオ	900	0.2%	-0.3%	282	0.4%	-0.1%
金融および現金ポートフォリオ合計	15,758	5.9%	-	14,280	3.5%	-
資金調達後のCSPE	4,286 ⁽³⁾	4.2% ⁽³⁾	-	5,225	1.7%	-
EDF INVEST⁽²⁾	5,633	40.1%⁽⁵⁾	-	3,975	5.3%	-
C25株式を含む ⁽⁴⁾	3,905	55.4% ⁽⁵⁾	-	2,580	4.6%	-
その他の非上場資産を含む ⁽⁴⁾	1,728	7.9% ⁽⁶⁾	-	1,395	8.3%	-
専用資産合計	25,677	11.1%⁽⁵⁾⁽⁷⁾	-	23,480	3.5%	-

(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) 年度初め現在の保有資産に関する実績。長期の原子力引当金以上でなければならない専用資産の規制実現可能価額の計算に関し、命令第2007-243号第4条および第16条に従い、特定の投資価額を制限することにより、当該規制実現可能価額は、EDF Investの資産に関しては4,266百万ユーロ、すべての専用資産に関しては合計24,312百万ユーロまで減少した。

(3) 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103百万ユーロの調整を含む。無調整債権の実績は1.7%である。

(4) RTE株式のうち、専用資産ポートフォリオに配分された割合（50%）は、2016年6月30日まで連結財務書類上の自己資本に含まれていた。2016年12月31日現在、専用資産に配分されたC25株式（RTE株式の100%を直接保有する会社）（すなわち75.9%）は、公正価額に調整される。

(5) C25の運用に関する調整を除き、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。

(6) 外国為替による影響の調整後は9.1%。

(7) 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。RTEを除く専用資産の実績は、5.7%であった。

2016年の株式市場は、政治的リスク（ブレグジット、米国の大統領選挙等）、中央銀行政策（連邦準備制度（Fed）、欧州中央銀行（ECB）、日本銀行（BoJ）、イングランド銀行（BoE））および石油価格の動きという3つの不確実性を抱えながら開始し、これは新興国において著しい低迷または不安定性までもが危惧されていることを示唆している。

すべての政治的リスクが現実となった。6月23日、英国は欧州連合からの離脱に票を投じ、不透明な期間をもらった。新たな米国政府による保護主義的な政策は、発表されたとおりに適用されれば、国のビジネス・パートナーに著しい影響を及ぼす可能性がある。それにもかかわらず、これらの動向は、良いニュースに焦点を当てることを選んだ金融市場に対して、一時的な影響を与えただけであった。

欧州中央銀行は、金融政策に関してマイナス金利を導入し、また資産の購入を増やし、それを民間発行債にまで拡大することによって、年初に政策をさらに緩和させた。ECBは、2016年終盤、この政策が今後9か月間継続することを発表した。これとは対照的に、連邦準備制度は基準金利を引き上げ始めた。全体として、デフレへのおそれ弱まり、成長の回復が見られた。

結果的に、年初に下落傾向を示した長期金利は、年度の後半期において大幅に持ち直した。

石油価格は、年初に30米ドルを一時的に下回った後、均等価格と考えられる約50米ドルの水準にまで回復した。かかる石油価格の安定は、石油生産国の危機の悪化要因を抑制するほか、西側の経済のインフレ率の緩やかな上昇に貢献した。

かかる背景に反して、市場は年度の上半期において高いボラティリティを経験し、その後年度の後半において、とりわけ米国の大統領選挙後に大幅に回復した。世界的な株式市場（新興国の通貨を除く、ユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World All Countries DN指数）は、+9.8%上昇して年度を終了した。欧州債券指数（Citigroup EGBI（60%）ならびにCitigroup EuroBIG（社債）（40%））は、+3.8%の上昇となった。

年初の非常に不透明な環境において、守勢的なポートフォリオのポジショニングに集中することが決定された。これは、ベンチマーク指標よりも低い感応度を目指す債券および新興国よりも先進国の市場、またより変動性の少ない株式ファンドを重視した株式の両方に適用された。

かかる配分戦略および米国および欧州における活発な株式運用のアンダーパフォーマンスにより、金融ポートフォリオの利回りは、ベンチマーク指標が6.8%上昇したのに対して、6.2%しか上昇せず、ベンチマークを下回る結果となった。

2016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、+728百万ユーロとなった。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+575百万ユーロ（税引前は+876百万ユーロ）、資金調達後のCSPE債権が+71百万ユーロ（税引前は+108百万ユーロ）、EDF Investが+82百万ユーロ（専用資産に配分される+38百万ユーロの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。

2016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額は、7,992百万ユーロとなった。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（2016年12月31日現在、52週間分の実績に基づき、15.2%であり、2015年12月31日現在は15.5%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額に適用した場合、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1,215百万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。

2016年12月31日現在、債券サブポートフォリオ（6,866百万ユーロ）の感応度は、4.89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額が336百万ユーロ減少することとなった。2015年末現在の感応度は、5.52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（5.70）の感応度を大幅に下回った。

() 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、2014年9月に更新され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（制限およびグループ指標の策定を含む。）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、当グループのカウンターパーティーに対する監視（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。2016年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの80%が「投資適格」カウンターパーティー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	格付なし	合計
2016年3月31日	81%	11%	8%	100%
2016年9月30日	80%	11%	9%	100%

事業の性質によるカウンターパーティー・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 資産管理	燃料購入 および電力取引	合計
2016年3月31日	9%	0%	11%	71%	9%	100%
2016年9月30日	10%	0%	11%	72%	7%	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・ネットリング契約、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（ポルトガル、ギリシャ、キプロス等へのエクスポージャーはなし）されている。「投資適格」銀行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。

エネルギー市場リスクの管理および統制

() 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。

() リスク統制の構成

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、以下の手続きに基づいている。

- ・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、Comex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、一般的にN-1年度を重視して行われる、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、ブルーデンス・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。この最後の状況は、2017年のARENHの引渡しについて、2016年度下半期において経験されたものである。

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Comex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。

() 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2016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、流動性もしくは市場の厚みの欠如または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（バリュア・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。バリュア・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。

2016年度下半期中のVaR制限は、当該期間中に欧州市場に著しい価格のボラティリティが生じるとの見解から、36百万ユーロから50百万ユーロに引き上げられ、長期契約に係るCaR制限は200百万ユーロから300百万ユーロに引き上げられた。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、短期契約におけるVaR制限およびCaR制限が引き上げられる以前の小規模かつ短期間の2つの事象を除き、2016年において超過されたことはない。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、2016年度の連結財務書類の注記41.5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。

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の自家保険子会社の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*)、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

- ・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（「第23（3）（ ）（口）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.59-728条および第L.59-732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」と題した契約通知書を発行した。これは、2016年2月18日以降、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、また手配するためのものである。

かかる入札募集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）および原子力相互保険会社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など。「第23（3）（ ）（口）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）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および当グループの自家保険会社の1つである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。また保険料は、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が発生した後すぐに、再び大幅に引き上げられる見込みである。

原子力事業者の民事責任に係る規則の詳細については、「第23(3)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

- ・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またはコンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン等の建設のような主要なプロジェクトに関してはその都度加入している。かかる補償は、特定の監視下にあり、必要に応じて各現場において再交渉される。
- ・探鉱および生産：Edisonは、2.2十億ユーロに相当する、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特定の保険契約に加入している。EDFのOILのメンバーとしての利益を最大限活用することで、Edisonは2013年1月1日以降、当グループのすべての子会社に解放されている、新しく具体的な「探鉱および生産」プログラムを構築することができた。かかるプログラムは、Edisonにより事業買収されたEDF Production UKによって利用された。
- ・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2016年の保険料の合計は、197百万ユーロであった。

(7) フランス商法第L.441-6-1号に基づく情報

2008年12月1日以降、EDFは2008年8月4日付フランス法第2008-776号（経済の近代化に関する法律）を適用し、請求日から60日以内に供給業者に対して入金している。

売掛金を除くEDF SAの営業債権は、2015年12月31日現在2,560百万ユーロであったのに対し、2016年12月31日現在は2,423百万ユーロであり、その内訳は以下のとおりである。

	2016年12月31日		2015年12月31日	
	(百万ユーロ)	(%)	(百万ユーロ)	(%)
支払日	11	0.5	6	0.2
支払日から60日以内	2,412	99.5	2,554	99.8
支払日から60日後	-	-	-	-

(8) 商法第L.231-1条により義務付けられる既存の支店に関する情報

2016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173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る。

フランス国外における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の恒久的施設の一覧である。）。

サンピエール島・ミクロン島
サンマルタン島
サンバルテルミー島
アラブ首長国連邦：アブダビ
中国：台山、大亜湾（OS契約）
南アフリカ

(9) 後発事象

2016年12月31日（事業年度末）から2017年2月13日（決算承認日）までに発生した重要な事象については、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50に記載されている。

2017年2月13日の取締役会による決算承認後に発生した重要な事象はなかった。

(10) 2017年の予測

2017年12月31日に終了する年度に関する当グループの予測における前提条件

2017事業年度についてのこれらの予測は、予算決定過程から生じ、また2017年におけるグループEBITDAに対する当グループの事業体による貢献に基づき作成される。2017年の予算は、2016年12月14日に開催された取締役会において当社取締役会により承認された。また、当社はEBITDA予測を作成するために、2016事業年度についての当グループの見積連結財務諸表（2016年12月31日現在の連結財務書類を参照。）を参考にした。

これらの予測は、主に以下の前提条件に基づいている。

- ・マクロ経済に関する前提条件として、英ポンドについては1ユーロ当たり0.80英ポンドの為替レート、米ドルについては1ユーロ当たり1.10米ドルの為替レートを使用し、また1.4%のユーロ圏のインフレ率を使用すること。比較対象として、2016年における平均為替レートは、英ポンドについては1ユーロ当たり0.82英ポンドであり、米ドルについては1ユーロ当たり1.11米ドルであった。
- ・気象条件および水利条件が平年並みであること。
- ・2017年における当グループの連結事業体の範囲（連結EBITDAに貢献せず、「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」として示される業績の部分に相当する持分法適用事業体を除く。）について、大きな変更がないこと（2016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。）。

かかる予測を作成する過程において、AREVA NPは考慮されず、また当グループは、2017年12月31日時点でAREVA NPが統合されることを前提条件とした。

さらに、2017年の目標には、ポーランドおよびハンガリーの子会社が2017年12月31日時点で連結範囲から除外されていると仮定し、かかる子会社の年間のEBITDAに対する貢献が含まれる。子会社のEDF Démász（ハンガリー）については、2017年2月1日にその売却および連結範囲からの除外が完了した（2016年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.5.3を参照。）。ハンガリーおよびポーランドの子会社の2017年のEBITDA予算に対する累計貢献額は、年間250百万ユーロから350百万ユーロの間で推移する見込みである。

- ・連結財務書類が採用している会計基準および会計処理方法（2016年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記1を参照。）と同一のものを適用すること。
- ・2016年12月31日現在の既存の租税環境および規制環境が維持されること。当グループは、2017年に導入された基準価格を10ユーロ/kWとするフランスの容量メカニズムを考慮した。フランスの規制料金に関しては、2016年11月17日に開催されたエネルギー規制委員会の会議においてなされた最終決定に基づき予算が作成され、また高電圧および低電圧の公共電力網使用料金（TURPE 5 配電）の2.7%の引上げが2017年8月1日から適用されることをその前提条件とする。2017年の青色料金の変更に係る前提条件は、2014年10月28日付命令において提案された、料金の積上げ方式を利用する現行の規制を遵守している。
- ・代替供給業者が、フランスにおける82.2TWhの容量のARENHメカニズムを42ユーロ/MWhの一定料金で申し込むこと。2016年において、ARENHの容量は一切売却されなかった。
- ・EDF Énergies Nouvellesは、2015年および2016年におけるグループEBITDAに大きく貢献したが、2017年においては発電を優先し、「ストラクチャード・アセットの開発および販売」の業務を縮小すること。
- ・取引業務は、2016年（特に下半期）においてエネルギー市場価格の大きな変動に起因する例外的な状況による恩恵を受けた。当グループは、かかる状況が2017年に繰り返されるとは予想していない。
- ・フランスにおける原子力発電量が2016年と比較して増加し、390TWhから400TWhとなること。2016年に原子力発電所に関して直面した困難は、2017年においてごく一部しか軽減されない。さらに、2017年における原子力発電量は緩やかに増加するため、最も採算が取れる数か月において追加の発電量の収益化はできない。
- ・さらに、EDFが「第37(6)（ ）リスク統制の構成」に記載のEDFのリスク統制方針に従って、会計年度末前にその純額ポジションの段階的なクローズを行うことも留意すべきである。この方針は、2016年にも適用された。
- ・当グループは、競争圧力によって、とりわけフランスおよび英国における当グループの商業収益が減少することを見込んでいる。しかし、フランスは、上記のとおり、容量市場の導入による恩恵を受ける。
- ・パフォーマンス計画に関連して、当グループは、2015年から2018年までにおける当グループの営業費用を合計0.7十億ユーロ（一定の連結範囲、為替レートおよび仮定される年金割引率に基づく。サービス活動における営業上の支出の変化は除く。）削減することを発表した。かかる計画の進展は、2017年の予算編成に関連する前提条件において考慮されている。

また、2014年の料金調整は、2016年のEBITDAにおいて+0.8十億ユーロの好影響をもたらしたが、その性質上2017事業年度においては影響を与えず、これは2016年と比較して2017年のEBITDAが減少することを自動的に示唆する。

かかる前提条件の作成日から2017年3月6日までの間、2017年の予測の更新を必要とする重要な要素はなかった。

2017年12月31日に終了する事業年度に関する当グループの予測

EDFは、CAP2030戦略の目標による発展を継続的に行っている。前述の前提条件および2016年12月14日付のプレスリリースに基づき、2017年のグループEBITDAは、2016年と比較して減少し、合計13.7十億ユーロから14.3十億ユーロとなる見込みである。

EBITDAは、主要な業績の総額を表すものであり、当グループは、かかる業績をその財務コミュニケーションの基盤とし、またかかる業績に基づいて戦略およびパフォーマンスの結果を評価する。

本項記載の予測は、当グループが合理的とみなしたデータ、前提条件および見積もりに基づき作成された。かかるデータ、前提条件および見積もりは、とりわけ、経済的環境、政治的環境、会計上の環境、競争環境および規制環境に関連する不確実性、または2017年3月6日現在において当グループが認識していないその他の要因による不確実性によって変動する可能性がある。

さらに、本書の「第3 4 事業等のリスク」に記載されるリスクが1つ以上実現化した場合、その実現化は、当グループの事業、結果、財務ポジションまたは財務に関する見通しに悪影響を及ぼし、その結果、かかる予測を覆す可能性がある。当グループは、本項記載の予測の実現化について、約束および保証はしないものとする。

2017年12月31日に終了する年度に関する当グループの予測に係る法定監査人の報告書

この報告書は、フランス法およびフランスにおいて適用される職業上の監査基準と併せて読まれるべきであり、また、それらに従い解釈される。

会長兼最高経営責任者 殿：

貴社の法定監査人として、また委員会規則（EC）第809/2004号に従い、私たちは、Electricité de France S.A.の連結利益予測について、ここに報告する。

貴社の責任は、委員会規則（EU）第809/2004号の規定および利益予測に関するESMA勧告に従い、重要な前提条件とともに、それに基づく利益予測を作成することにある。

私たちの責任は、委員会規則（EU）第809/2004号の別紙1第13.2項に従って、私たちの業務に基づき、かかる予測の適切な作成についての意見を表明することにある。

私たちは、フランスの会計監査役全国協会（*Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes* - CNCC）により発行されている職業上の手引きに基づき、私たちがこの種の作業に必要とみなした業務を行った。私たちの業務は、利益予測を作成するために経営陣が行った手順を評価すること、および使用された会計方針がElectricité de France S.A.の過去の財務情報を作成する際に適用された方針と一致することを保証するための手順を実行することを含んでいる。また、私たちの業務は、利益予測が記載された根拠に基づいて、適切に作成されたことの合理的保証を得るために必要であるとみなした情報および説明を収集することも含んでいる。

私たちは、利益予測が本質的に不確実であり、かつ、実際の結果から著しく乖離する可能性もあるため、利益予測による結果が実際に報告される結果に対応するかについての意見は表明しないものとする。

私たちの意見は以下のとおりである。

- ・利益予測は、記載された根拠に基づいて適切に作成された。

- ・利益予測に使用された会計基準は、Electricité de France S.A.により適用された会計方針と一致する。

この報告書は、以下の目的のためにのみ作成され、他のいかなる目的のためにも使用することはできない。

- ・フランス金融市場監督局（*Autorité des Marchés Financiers* - AMF）への届出書（*Document de Référence*）の提出。

- ・規制市場での取引ならびに / またはフランスおよびAMFによって承認された目論見書に記載されるその他の欧州連合加盟国における、Electricité de France S.A.の株式もしくは額面総額が100,000ユーロ未満の債券の公開買付けの承認。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2017年3月6日

法 定 監 査 人

KPMGオーディット
KPMG SAの部門

デロイト・エ・アソシエ

Jacques-François Lethu

Jean-Louis Caulier

Alain Pons

Anthony Maarek

(11) 見通し

2017年の目標

2017年2月14日、当グループは、2017年における以下の財務目標を発表した。

- ・ EBITDA（2016年の為替レートに基づく。）を13.7十億ユーロから14.3十億ユーロ（2017年のEBITDA予測の詳細については、「第3 7（10）2017年の予測」を参照。）とすること
- ・ 純負債 / EBITDA倍率（2016年の為替レートおよび仮定される2017年の原子力引当金の割引率4.1%に基づく。）を2.5倍以下とすること
- ・ 配当性向を、ハイブリッド調整後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、55%から65%とすること

フランスにおける事業に関して、当グループは、2017年において「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」産業計画に係る継続的な稼働を考慮した維持管理により、計画的な供給停止容量が発生することを見込んでいる。EDFが目標とする原子力発電量は、390TWhから400TWhの間である。

またイタリアにおいて、Edisonは、2017年のEBITDAが2016年と同額になることを見込んでいる。

2018年の目標

また、2017年2月14日、当グループは2018年の財務目標および運営目標を以下のとおり発表した。

- ・ 営業上の支出（一定の連結範囲、為替レートおよび仮定される年金割引率に基づく。サービス活動における営業上の支出の変化は除く。）を、2015年と比較して0.7十億ユーロ削減すること
- ・ Linky、新たな開発および資産の売却を除く純投資を、約10.5十億ユーロとすること
- ・ EBITDA（2016年の為替レート、および2016年12月31日現在ヘッジされていない、仮定される2018年のフランスにおける電力販売量価格（36ユーロ/MWh以上）に基づく。）を、15.2十億ユーロ以上とすること
- ・ キャッシュ・フロー（2016年の為替レートに基づく。原子力引当金の割引率（2017年は4.1%、2018年は3.9%）に基づき、2018年の中間配当を除き、かつLinky、新たな開発および資産の売却を除くキャッシュ・フローは、2018年度下半期に決定される予定である。）を、0以上とすること
- ・ 純負債 / EBITDA倍率（2016年の為替レート、および2016年12月31日現在ヘッジされていない、仮定される2018年のフランスにおける電力販売量価格（36ユーロ/MWh以上）に基づく。）（2016年の為替レートに基づく。原子力引当金の割引率（2017年は4.1%、2018年は3.9%）に基づき、2018年の中間配当を除き、かつLinky、新たな開発および資産の売却を除くキャッシュ・フローは、2018年度下半期に決定される予定である。）を、2.5倍以下とすること
- ・ 配当性向を、ハイブリッド調整後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

かかる目標および見通しは、合理的な数値、前提条件および見積もりに基づくものである。その要因は、経済、財政、競争、規制および気候環境に起因する不確実性により変化または修正される可能性がある。さらに、本書「第3 4 事業等のリスク」に記載された特定のリスクが現実化した場合、当グループの事業およびその目標を達成する能力に影響を与える可能性がある。また、かかる目標および展望の達成は、本書「第2 3（1）EDFグループの戦略」に記載の戦略の実施が成功することを前提としている。したがって、EDFは、2018年の目標の達成について、約束または保証はしないものとし、本項における当グループの財務に関する見通しについての展望の情報を将来の業績予想に用いるべきではない。

2018年以降

また、当グループは、以下の中間目標を設定した。

- ・ 営業上の支出（一定の連結範囲、為替レートおよび仮定される年金割引率に基づく。サービス活動における営業上の支出の変化は除く。）を、2015年と比較して、2019年には1十億ユーロ超削減すること
- ・ 2015年から2020年までの期間において、10十億ユーロ以上の資産売却を実施すること
- ・ 配当性向を、ハイブリッド調整後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

(12) 後発事象

2017年5月9日 - 四半期財務情報

- ・ 2017年度第1 四半期の売上高は、本業においては（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。）横ばいの21.1十億ユーロとなった。
- ・ 2017年の目標と合致する水準の原子力発電量

- フランス：2016年から開始された追加調査による供給停止を考慮した期待値に合致する108.5TWhとなった（2016年度第1四半期と比較して-7.6TWh）。
 - 英国：高いパフォーマンス水準を維持し、16.0TWhとなった（2016年度第1四半期と比較して+0.3TWh）。
- ・当グループの戦略的発展
- 再生可能エネルギーへの戦略的資産配分の加速
 - EDF Énergies Nouvellesによる、陸上風力エネルギーの専門会社であるFuturen（Futurenは、フランス、ドイツ、モロッコおよびイタリアにおいて事業を行い、389MWの風力エネルギー総容量を所有し、第三者向けには357MWを操業している。また、同社は、容量168MW超の風力エネルギー・プロジェクトの開発も行っている。）における過半数持分の取得に向けた、独占交渉の開始
 - ドバイにおける800MWのソーラーパークの第3期を展開するためのMasdar率いるコンソーシアムとの提携
 - プロジェクトの稼働開始：主にインドにおける第1四半期中の総容量189MW（風力発電および太陽光発電）、ならびに4月に発表された英国における98MWの風力発電
 - 新たなプロジェクトの建設開始：主に米国における242MW
 - エネルギー・サービス、Dalkiaの事業の展開
 - ジェネーヴを拠点とする欧州原子核研究機構（CERN（*Conseil Européen pour la Recherche Nucléaire*））の冷却および換気の維持管理に関する契約を更新
 - リモージュ市（フランス）の暖房ネットワークの拡張
 - フランス南東部における冷房および空気処理の専門会社であるFroid Climatisation Service 84の買収
 - タイムテーブルに従った新たな原子力関連の主要な節目
 - フラマンビル3：システム性能試験の開始
 - 台山：ホット機能試験のための一次冷却システムの設置開始、および第1号機限定試験（内部構造における振動に係る試験）の開始
- ・パフォーマンス計画の実施における著しい進展
- 総額約4十億ユーロの優先引受権による増資。185.9%の市場申込倍率
 - 売却計画
 - フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対するRTEの49.9%の売却が実現
 - EDFがJERA Tradingの33.3%の持分を取得したことにより、EDF Tradingの石炭および輸送の関連資産をJERA Tradingに対して売却
 - EDFのハンガリー子会社であるEDF DÉMÁSZ ZrtにおけるEDFの全持分について、ENKSZに対する売却が実現
- ・財務ハイライト
- 配当金：2016年について提案された1株当たり0.90ユーロ
 - 2016年10月31日に支払われた1株当たり0.50ユーロの中間配当を考慮した、新株として配当を受領するオプション付きの1株当たり0.40ユーロの期末配当
 - 配当金を新株として受領するオプションについてのフランス政府による確認
 - 配当落期日は2017年6月6日、配当残高の支払日および新株の決済日は2017年6月30日
 - 再生可能エネルギーへの投資の資金融通を目的とした総額26十億円（最大210百万ユーロ）の2種類のグリーントランシェを含む、137十億円（1.1十億ユーロ）のサムライ債の発行。現在までにEDFグループにより発行されたグリーンボンドは、総額約4.5十億ユーロである。
- ・2017年の目標の確認
- 原子力発電量を、390TWhから400TWhとすること
 - EBITDA（2016年の為替レートに基づく。）を、13.7十億ユーロから14.3十億ユーロとすること
 - 純負債／EBITDA倍率（2016年の為替レートおよび仮定される2017年の原子力引当金の割引率4.1%に基づく。）を、2.5倍以下とすること
 - 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）の55%から65%とすること

2018年の目標

- ・営業上の支出（一定の連結範囲、為替レートおよび仮定される年金割引率に基づく。サービス活動における営業上の支出の変化は除く。）を、2015年と比較して - 0.7十億ユーロとすること
- ・EBITDA（2016年の為替レート、および2016年12月31日現在ヘッジされていない、仮定される2018年のフランスにおける電力販売量価格（36ユーロ/MWh以上）に基づく。）を、15.2十億ユーロ以上とすること
- ・Linky、新たな開発および売却を除く純投資を、約10.5十億ユーロとすること
- ・キャッシュ・フロー（2016年の為替レート、および2016年12月31日現在ヘッジされていない、仮定される2018年のフランスにおける電力販売量価格（36ユーロ/MWh以上）に基づく。）（2016年の為替レートに基づく。仮定される原子力引当金の割引率（2017年は4.1%、2018年は3.9%）に基づき、2018事業年度の間配当を除き、かつLinky、新たな開発および資産の売却を除くキャッシュ・フローは、2018年度下半期に決定される予定である。）を、0以上とすること
- ・純負債/EBITDA倍率（2016年の為替レート、および2016年12月31日現在ヘッジされていない、仮定される2018年のフランスにおける電力販売量価格（36ユーロ/MWh以上）に基づく。）（2016年の為替レートに基づく。仮定される原子力引当金の割引率（2017年は4.1%、2018年は3.9%）に基づき、2018事業年度の間配当を除き、かつLinky、新たな開発および資産の売却を除くキャッシュ・フローは、2018年度下半期に決定される予定である。）を、2.5倍以下とすること
- ・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）の50%とすること

2018年以降

- ・営業上の支出（一定の連結範囲、為替レートおよび仮定される年金割引率に基づく。サービス活動における営業上の支出の変化は除く。）を、2015年と比較して、2019年には1十億ユーロ以上削減すること
- ・2015年から2020年において、10十億ユーロ以上の資産売却を実施すること
- ・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）の45%から50%とすること

パフォーマンス計画の実施における著しい進展

総額約4十億ユーロの優先引受権による増資の成功

2017年3月28日、EDFは、既存株主に対する優先引受権による増資（株主割当発行（Rights Issue））が成功したことを発表した。

株主割当発行による最終的な手取金の総額（発行プレミアムによる手取金を含む。）は4,017,905,375.40ユーロとなり、632,741,004株の新株を発行した。

2017年3月21日に終了した申込期間の後、申込総額は約4.9十億ユーロとなり、185.9%の市場申込倍率となった。

フランス政府は、そのコミットメントに従い、株主割当発行の約75%に相当する3十億ユーロを引き受け、株主割当発行の完了後、EDFの株式資本の83.10%を保有することとなった。フランス政府の引受けによって生じた希薄化は浮動株式の増加をもたらした。（従業員による株式保有を含め）当社の株式資本に占める割合は14.25%から16.81%へと上昇した。

株主割当発行による手取金は、主として、CAP2030戦略に従った2017年から2020年までの期間の当グループの開発事業資金として、また、より一般的には、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。

売却計画

- ・フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対するRTEの49.9%の売却が完了。

2017年3月31日、EDFは、フランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに対し、2016年12月以降RTEの100%を保有する特別目的会社の49.9%持分の売却を完了した。この発表は、関連する合併規制当局からの承認が得られた後に行われた。

取引は、RTEの100%を8.2十億ユーロと評価している（EDFは、100百万ユーロを上限として付加価値による利益を得る可能性がある。）。かかる取引は、約4十億ユーロの純負債のプラスの影響（付加価値加算前）をもたらした。EDFの財政構造を強化した。

- ・2017年4月4日にEDFがJERA Tradingの33.3%の持分を取得したことにより、JERA Tradingに対するEDF Tradingの石炭および輸送の関連資産の売却が進展。

- ・EDFのハンガリー子会社であるEDF Démász zrtにおけるEDFの全持分について、2017年1月31日にENKSZに対する売却が完了。

取引は、EDF Démász zrtにおけるEDFの100%持分を約400百万ユーロと評価している。

フラマンビルEPR：システム性能試験の開始により新たな節目に到達

2017年3月15日、フラマンビルEPRの建設は、2015年9月に発表されたタイムテーブルに従い、発電所全体のシステム性能試験が開始したことによって新たな節目を迎えた。2018年度最終四半期まで実施される当該試験は、EPRの回路がすべて正常に作動していることを確認し、試すものである。かかる試験には、EDFおよび産業パートナーからの1,000人を超える熟練の技術者およびエンジニアが関与する。

フラマンビルEPRは、世界で最も強力な第3世代原子炉である。次の節目は、燃料の搭載を伴い、その後2018年度第4四半期末に試運転が行われる。

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第1四半期 ⁽¹⁾	2017年度 第1四半期	変動 (%)	為替レート による変動 (%)	連結範囲の 変更による 変動 (%)	本業の 成長率 (%)
フランス - 発電と供給業務	11,166	11,354	+1.7	-	-	+1.7
フランス - 規制業務	4,784	4,862	+1.6	-	-	+1.6
英国	2,929	2,568	-12.3	-10.5	-	-1.8
イタリア	3,119	2,797	-10.3	-	+0.1	-10.4
その他事業	1,999	2,153	+7.7	+0.3	+1.6	+5.9
その他国外	1,546	1,467	-5.1	+2.5	-5.3	-2.3
セグメント間消去	4,101	4,073	-0.7	-	-	-0.7
グループ合計	21,442	21,128	-1.5	-1.2	-0.2	0.0

(1) 2016年現在における、セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

当グループの2017年度第1四半期における売上高は21.1十億ユーロであり、2016年度第1四半期と比較して本業においては横ばいであった。

フランスでは、発電と供給業務セグメントによる売上高は、特にARENH販売量の影響により、1.7%の本業の成長となった。

規制業務セグメントによる売上高は、2016年におけるTURPE 4の指標決定による好影響を受けて、1.6%の本業の成長となった。

英国における売上高は、主に市場価格の下落により、1.8%の本業のマイナス成長となった。

イタリアにおける売上高は、主にガスの実現価格の下落により、10.4%の本業のマイナス成長となった。この減少は、マージンには影響を及ぼさなかった。

その他事業セグメントによる売上高は、主にエネルギー・サービスの影響により、5.9%の本業の成長となった。

その他国外セグメントによる売上高は、2016年末に行われたEDF Norte Fluminenseの電力購入契約における料金見直しにより、2.3%の本業のマイナス成長となった。

EDFグループのセグメントごとの売上高の増減

フランス - 発電と供給業務

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第1四半期	2017年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
フランス - 発電と供給業務	11,166	11,354	+1.7	+1.7

2017年度第1四半期におけるフランス - 発電と供給業務セグメントによる売上高は、11.4十億ユーロとなり、2016年度第1四半期と比較して188百万ユーロ(+1.7%)の本業の成長となった。

2017年度第1四半期には、天候の影響(+0.8TWh)および2016年が閏年であったことにより、171百万ユーロの悪影響があった。1月の寒波(通常と比較して+3.4TWh)は、価格上昇の局面において悪影響となった。さらに、2016年8月1日の料金引下げにより、売上高が37百万ユーロ減少した。競争の激しい環境において、2017年度第1四半期における顧客喪失による影響は-3.4TWhとなったが、これは配電量の増加により一部相殺された。

2017年度第1四半期の主要な局面は、2016年11月16日に、当該四半期に関して20.2TWhと多数のARENH申請が行われたこと(これに対して、2016年には申請がなされなかった。)である。売上高における849百万ユーロの好影響は、主に発電量およびARENH調達量の減少による、市場での純売上高の895百万ユーロの減少(市場における追加的なエネルギー購入義務を除く。)により相殺され、全体としてはマイナスとなった。その他の売上高は、特に再生可能エネルギー購入義務の再販売に係る市場価格の上昇(+159百万ユーロ)により、425百万ユーロ増加した。

原子力発電量は、2016年から開始された追加調査による原子炉の供給停止を考慮した予測に合致する水準の108.5TWhとなった。

2016年度第1四半期からの7.6TWhの発電量の減少は、主に、クルーズ・フォルジュ工場における製造記録に関連するフェッセンハイム2およびグラブリンヌ5における供給停止、ならびに炭素偏析の問題の影響を受けた蒸気発生器の調査終了の影響によるものである。

調査の対象であった18基の原子炉は、全面的に安全な仕様で稼働できることを確認する再開許可をASNから段階的に得ており、最後の1基が2017年3月1日に再開した。

同時に、2月9日以降のフラマンビル1の原子炉の予定外の供給停止による影響は、稼働中の原子炉の好調なパフォーマンスにより相殺された。

EDFグループは、6月末に予定されているビュジョイ5およびグラブリンヌ5の原子炉の再開、ならびに7月末に予定されているフェッセンハイム2の原子炉の再開を考慮し、2017年の目標原子力発電量を390TWhから400TWhとすることを確認した。

2017年冬季の消費ピーク時には水力発電が大きく貢献したものの、第1四半期における水力発電量は、2017年1月から2月にかけての水力条件が過去の平均を下回ったことによりわずかに減少し(-1.5TWh)、10.8TWhとなった(揚水発電量を差し引く前の、公共配電を除く水力発電量。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、2016年度同期は10.4TWhであった。)

さらに、特にガス火力発電所において、火力発電量が増加した。火力発電量は、2016年度第1四半期と比較して2.8TWh増加し、5.3TWhとなった。

フランス - 規制業務

TURPE 4における変更が売上高を下支え

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第 1 四半期	2017年度 第 1 四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
フランス - 規制業務	4,784	4,862	+1.6	+1.6

2017年度第 1 四半期におけるフランス - 規制業務セグメントによる売上高は4.9十億ユーロとなり、2016年度第 1 四半期と比較して1.6%の本業の成長となった。

売上高は、2016年 8 月 1 日におけるTURPE 4 の指標決定の好影響による42百万ユーロならびに販売量および価格における好影響による +57百万ユーロの恩恵を受けた。一方で、天候の影響および閏年の影響により、全体として31百万ユーロの悪影響もたらされた。

英国：市場価格の下落による売上高への悪影響、および原子力発電所の好調なパフォーマンスの維持

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第 1 四半期	2017年度 第 1 四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
英国	2,929	2,568	-12.3	-1.8

英国における売上高は、2.6十億ユーロとなり、2016年度第 1 四半期と比較して1.8%の本業のマイナス成長となった。2017年度第 1 四半期における英ポンドに対するユーロの上昇は、307百万ユーロの悪影響をもたらした。

原子力発電量は、2016年度第 1 四半期と比較して横ばい（+0.3TWh）の16.0TWhとなり、原子力発電所の好調なパフォーマンスが裏付けられた。この増加は、燃料交換による好影響が段階的に現れたことによるものである。

上記の実績にもかかわらず、売上高は市場価格の下落により悪影響を受けた。

2017年度第 1 四半期における住宅用顧客基盤は、横ばいであった。

イタリア：売上高は減少したものの、収益性への影響はなし

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第 1 四半期	2017年度 第 1 四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
イタリア	3,119	2,797	-10.3	-10.4

イタリアにおける売上高は、2.8十億ユーロとなり、2016年度第 1 四半期と比較して10.4%の本業のマイナス成長となった。

電気事業は、有利な価格環境にもかかわらず、主に販売量の減少により、売上高が減少した。

炭化水素事業は、ガスの実現価格の下落により売上高が減少したが、ヘッジが功を奏して収益性に対する大きな影響はない。さらに、探鉱および生産事業はプレントの価格の上昇による恩恵を受け、また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、増加した。

その他事業：堅調なパフォーマンス

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第 1 四半期	2017年度 第 1 四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他事業	1,999	2,153	+7.7	+5.9

その他事業セグメントによる売上高は2.2十億ユーロとなり、5.9%の本業の成長となった。

Daikiaの売上高は、顧客に転嫁された燃料価格の増加、サービス契約における有利な指標決定、および天候の好影響により、15.4%の本業の成長となった。

EDF Énergies Nouvellesの売上高は、フランスおよび英国における不利な風力条件を反映して横ばいとなったが（-0.4%の本業のマイナス成長）、これは特に2016年末の米国における新規稼働開始により相殺された。建設中の総容量は1.8GWであり、一連のプロジェクトは合計約17GWとなった。

2017年度第 1 四半期のEDF Tradingの売上高は、カナダにおける市場のボラティリティの低下、2月および3月の穏やかな気候、石炭価格の下落ならびにガス事業の価格の下落により、30.6%の本業のマイナス成長となった。

その他国外：再生可能エネルギーおよびサービスの開発が継続される一方で、価格による悪影響を受けた

(単位：百万ユーロ)	2016年度 第 1 四半期	2017年度 第 1 四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他国外	1,546	1,467	-5.1	-2.3

その他国外セグメントによる売上高は、1.5十億ユーロとなり、2016年度第 1 四半期と比較して2.3%の本業のマイナス成長となった。

ベルギーにおける売上高は横ばいであった（+0.1%の本業の成長）。これは、電力販売量の増加、サービス会社による事業の成長、および風力容量の成長傾向（約300MW、2016年度第 1 四半期と比較して+14%）を反映したものである。対照的に、売上高は、電力価格の下落ならびに天候に起因するガス事業における販売量および価格の下落による悪影響を受けた。

ポーランド（ポーランドにおけるEDF ENおよびDalkiaの事業は、「その他事業」セグメントに組み込まれている。）における売上高は、発電資産の稼働率が好調であったことにより発電量が増加し、2016年度第 1 四半期と比較して1.5%の本業の成長となったが、これは価格の悪影響により一部相殺された。商業展開および天候の好条件により、熱販売量は増加した。

ブラジルにおける売上高は、2016年末に行われたEDF Norte Fluminenseの電力購入契約における料金見直しの悪影響、およびシステム・オペレーター派遣の需要低下による悪影響を受けた。

2017年 2月14日付プレスリリース後における主な事象

2017年 4月 6 日付取締役会

フェッセンハイム

2017年 4月 6 日付のEDFの取締役会において、以下の条件が最終的に充足されることを条件に、フェッセンハイムの不可逆的で不可避である閉鎖を完了することが決定された。

- ・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 3 EPRの稼働日にのみ、効力が生じること
- ・フェッセンハイム発電所の閉鎖は、かかる運転許可の取消要請日およびフラマンビル 3 EPR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 3 EPR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、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兼最高経営責任者に付与した。

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日付法律を全面的に遵守する取締役会のかかる決定によって、EDFの社会的利益が保証され、あらゆる状況において顧客に従事する会社の任務遂行が可能となる。

2017年 4月 9 日付官報において公布された2017年 4月 8 日付命令第2017-508号は、同命令において規定される一定の条件を前提に、運転許可を取り消すものである。

複数年にわたるエネルギー計画（PPE）

2017年 4月 6 日付のEDFの取締役会は、複数年にわたるエネルギー計画（PPE：Programme Pluriannuel de l'Énergie）の2016年から2018年までを対象とする第 1 期に規定される供給の保証および発電の多様化に関する目標に従って企業が実施する行動を提示する、エネルギー法により規定される戦略計画の草案を検討した。

エネルギー法に従い、エネルギー担当大臣からの承認を得るために、戦略計画の草案が提出された。

EDFは、かかる計画において、2016年から2018年までの期間中にEDFがフランスにおいて展開する主要な行動を説明している。原子力エネルギー、再生可能エネルギーおよびエネルギー効率化サービスの 3 つの柱に基づく当グループの低炭素戦略は、PPEの目標に沿ったものである。

2016事業年度について提案される配当金の合計：普通配当につき 1 株当たり0.90ユーロ（新株として支払われるオプションを含む。）

2017年 3月 3 日、EDFの取締役会は、2017年 5月18日に開催された株主総会において提出および承認された2016事業年度に係る配当残高について、以下の支払条件を定めた。

- ・普通配当および特別配当の配当落期日は2017年 6月 6 日とする。
- ・配当残高の支払いを新株として受領するオプションの行使期間は、2017年 6月 6 日（同日を含む。）から2017年 6月20日（同日を含む。）までとする。
- ・配当残高の支払日および株式の決済日 / 交付日は、2017年 6月30日とする。

2016事業年度について分配される配当残高は、2016年10月31日に支払われた 1 株当たり0.50ユーロ（特別配当を除く。）を考慮して、普通配当の対象となる株式については 1 株当たり0.40ユーロ、特別配当の対象となる株式については 1 株当たり0.49ユーロとなった。

新たな原子力関連の発展

2017年3月31日、EDF Energyは、ヒンクリー・ポイントC発電所の建設の進展について、とりわけ発電所の通路への最初のコンクリート注入が成功したこと、また独立した原子力規制局（ONR）から承認を得た後に主要な節目が続くことを発表した。

EDFの関心事の中核をなす顧客関係

EDFグループのオンブズマンによる2016年報告書の公表

2017年4月26日、EDFグループのオンブズマンであるアラン・ブリエール氏は、同氏による年次報告書を公表した。またオンブズマンは、消費に関する年次報告書も公表した。同氏は、2016年に住宅用顧客からの法的な訴えがわずかに減少し、企業用顧客からの法的な訴えがわずかに増加したことを記した。

「サービス会社」部門における顧客関係において第1位のEDF

2017年3月1日、EDFは、BearingPoint顧客関係コンテストのKantar TNS1において、2年連続で「サービス会社」部門における第1位を獲得した。かかる受賞は、継続的なイノベーションを原動力とした、これまで以上に卓越したデジタルかつ人間的な関係性によって顧客に従事するEDFの持続的なコミットメントを表すものである。EDFの顧客アドバイザーは、この受賞によって称えられた。

再生可能エネルギーおよびサービスの展開

子会社のEDF Énergies Nouvellesを通じたEDFグループの成長の拡大

・英国における100MW近くの風力発電容量の稼働開始

2017年4月26日、EDF Énergies Nouvellesは、英国における発展を継続するとともに、その現地子会社であるEDF Energy RenewablesがEDF Energyとのジョイント・ベンチャーを通じて、コリーモリー（47.5MW）、ベック・バーン（31MW）およびピアリー・ロー（19.2MW）の風力発電所の稼働を開始したことを発表した。

・800MW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期の展開

2017年3月22日、EDF Énergies Nouvellesは、ドバイにおける800メガワット（MW）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。かかるプロジェクトは、去年、当時では過去最低価格であった1キロワット時当たり2.99米セントの価格で獲得された。

・フランスにおいて成長を拡大させているEDF Énergies Nouvellesは、2017年3月14日に以下の事項を発表した。

- 今後数か月以内に稼働開始が予定されている190MW近い合計設備容量の8つの風力発電所および太陽光発電所（とりわけオーヴェルニュ・ロース・アルプ地方における66.5MWの設備容量を有する最も強力な風力発電所）の建設工事
- EDF ENRの自己生産による提供（企業用顧客部門については直近の2件の入札で獲得した10.7MWpの合計容量および住宅用顧客については1,500の「*Mon Soleil & Moi*」の設置）を通じて達成した成功
- 最後に84MWの合計容量を有する2つの開発中の風力発電エネルギー・プロジェクトの共同取得

これらの展開は、エネルギー構成における再生可能エネルギーの占有率を引き上げることを目的とするCAP2030計画に基づく主要な戦略的目標を、EDFグループが達成する一助となる。

集合住宅における電気自動車の充電のソリューション

2017年3月30日、EDFは、集合住宅に居住し、その駐車場で電気自動車の充電を行うことを望む個人のために設計された充電ソリューションの提供を開始したことを発表した。EDFおよびそのパートナーは、集合住宅における電気モビリティを発展させるための充電ソリューションの多様化を支援している。

連帯に対するコミットメント

EDFが連帯の証にフランス水泳連盟（*Fédération Française de Natation*）およびUNICEFとのタペに参加

2017年3月18日、ハイチの飲料水へのアクセスを宣伝するために、一般市民が水泳に招待された。

EDFおよびアベ・ピエール財団による「まずは屋根（*Toits d'abord*）」プログラムの継続

2017年3月17日、EDFおよびアベ・ピエール財団は、エネルギー貧困との闘うためのパートナーシップを更新した。EDFは、2012年から2015年までの間に2,700世帯を建設することを可能にするアベ・ピエール財団の「まずは屋根（*Toits d'abord*）」プログラムを財政的に支援している。

エネルギー貧困との闘い

2017年2月28日、EDFおよびSecours Catholiqueは、エネルギー貧困と闘うためにパートナーシップを更新した。数年間にわたって困難に陥っている人々を支援してきた実りの多い協力の後、Secours CatholiqueおよびEDFは、パートナーシップを更新した。パートナーシップの目的は、Secours CatholiqueとEDFのチームの特権的な関係により、不安定な状況にある人々の光熱費の支払いを支援し、彼らにエネルギー貯蓄の可能性について認識させることである。

2017年5月11日 - EDF Polskaのコジェネレーション資産および発電資産に関するPGEとのプット・オプション契約

2017年5月11日付で、EDFグループは、PGE Polska Grupa Energetyczna SA（ポーランド政府が支配する会社であり、ポーランドの主要な発電事業者）から、PGEがEDF Polskaのすべての資産（コジェネレーション資産および発電資産）を購入するとする、一方当事者によるプット・オプション契約を通知された。

PGEにより提示されたかかるプット・オプション契約は、ポーランド企業のコンソーシアムとの間で2017年1月に開始した交渉の結果によるものである。

かかる取引は、当グループのソーシャル・ガイドラインに従い、EDFグループの従業員の代表組織に提示され、契約の締結承認のため、EDFの取締役会に提出された。かかる取引は、規制上の必要な承認（特にポーランドの競争当局による事前許可およびポーランド政府による承認）の取得後、2017年度下半期に完了する可能性がある。

2017年5月17日 - EDF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（水曜日）付で、EDFグループの取締役会は、EDFおよびAREVA NPの技術者を統合する会社であるEDVANCEの設立を承認した。これは、2015年6月に発表された、原子力産業再建における重要な節目である。

EDVANCEは、フランス国内外で新設される原子炉のためのニュークリア・アイランドおよび制御システムを含むプロジェクトの基本設計ならびに実施（調査、調達支援、組立および稼働）を担当する。

EDFは同会社の資本の80%を保有し、AREVA NPは20%を保有する。この新会社は、2017年末に計画されているEDFによるNEW AREVA NPの独占的支配権の取得とは別に設立される。

EDVANCEの設立により、フランスの原子力産業におけるEDFの指導的な役割が統合される。AREVA NPは、同社の基幹事業である原子力ボイラーに重点を置く。このため、同社は、一次回路、設備、安全制御システムおよび原子力計装機器を提供し、設置ベースにおいて事業開発を進める方針である。

2017年5月19日 - EDFが、EDF Polskaの資産売却に関するPGEとの契約締結を発表

2017年5月19日付で、EDFは、2017年5月11日に通知された一方当事者によるプット・オプション契約および取締役会による承認を受けて、EDF Polskaのすべての資産（コジェネレーション資産および発電資産）（取引範囲には、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、トルン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る。この取引範囲の合計設備容量は、4.4GWthおよび1.4GWeである。また、かかる取引範囲には、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。）のPGE Polska Grupa Energetyczna SA（PGEは、ポーランド政府が58%を保有する、ポーランド最大の発電事業者である。）への売却に関する契約を締結した。

かかる取引におけるEDF Polskaの連結範囲の100%の評価額は、約6.1十億ポーランド・ズロチ（約1.4十億ユーロ（2016年12月31日現在））であり、少数株主持分の控除後は4.9十億ポーランド・ズロチ（約1.1十億ユーロ（2016年12月31日現在））となる。この契約は、ポーランドの公共事業団体との間で2017年1月に開始した交渉を受けたものである。

この取引は、EDFのCAP2030戦略の枠組みに織り込まれ、2015年から2020年における少なくとも10十億ユーロの資産売却計画におけるもう1つの重要な節目となる。この取引後、EDFグループの炭素排出量は約23%減少する。

かかる売却プロセスを進め、完了させるためには、規制上の必要な承認および許可（特にポーランドの競争当局による許可およびポーランド政府による承認ならびに農地局による優先買取権の放棄を含む。）を取得する必要がある。かかる取引は、2017年度下半期に完了する可能性がある。

EDFグループは、その子会社であるEDF Énergies NouvellesおよびDK Energy Polskaを通じて、ポーランドにおいて引き続き事業を行う方針である。またEDFグループは、同国のエネルギー構成（原子力プログラムを含む。）に係る進展との関連で、ポーランド政府と協調し続ける意向である。

2017年5月22日 - 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日付で、EDFは、環境的、社会的およびコーポレート・ガバナンス上の調査ならびに格付の独立した提供者であるSustainalyticsによって評価される、当社の持続可能性パフォーマンスの向上により金利が変動する、150百万ユーロのリボリング・クレジット・ファシリティの二者間契約をINGと締結したことを発表した。

EDFは常に責任ある投融資の先頭に立ち、二者間のクレジット・ファシリティ契約において初めて使用されたかかる商品は、革新的な資金調達の解決策に対するEDFの不断の努力を表している。より一般的に、これは企業が社会的かつ環境的に好影響をもたらす投資のために資金を使用する傾向を確実に浮き彫りにする。

かかる契約は、過去数年間にわたりEDFが開発してきた持続可能な資金調達手段を補完するものである。具体的に、当グループは、グリーンボンドによる資金をすでに18の風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトに融資した。EDFは、再生可能エネルギーへの投資のために総額4.5十億ユーロの4つの社債を発行し、グリーンボンド市場における主要な発行体である。

かかる契約は、SustainalyticsがEDFを2016年における業界のリーダーであると評価したことにより、当グループの現在の好調な持続可能性パフォーマンスを強調するだけではない。かかる契約は、かかるパフォーマンスを向上し続けるEDFのコミットメントも示している。CAP2030戦略の一環として、EDFの持続可能性ロードマップは、世界の持続可能な開発目標およびパリ協定を支援するために策定され、気候変動、燃料貧困、安全衛生、エネルギー効率、男女平等、生物多様性および利害関係者との対話を対象とするEDFの企業の社会的責任における6つの目標を含む。

2017年6月7日 - EDFグループは、EDF ENRによってフランスの自家消費市場における地位を強化し、多様化する

住宅用顧客に向けた電力の自家消費へ参入し、個別住宅に対する提供商品である「*Mon Soleil & Moi*」の成功から1年後、フランスにおける太陽エネルギーの大手企業の1社であるEDF ENRは、共同所有者組合、住宅協会および自家発電し、自家消費したいと考えているあらゆる種類の集合住宅グループに対する共同自家消費型の提供商品である「*Notre Soleil & Nous*」を実施する。この新たな一歩は、EDFグループの太陽光発電の自家消費市場における目標を確認するものである。

自家消費は、住宅用顧客が自家発電し、自家消費することを可能にするため、より多くの住宅用顧客を獲得している。開始から1年も満たないうちに、すでに1,700超の顧客が「*Mon Soleil & Moi*」を選択した。平均容量が3kWcの太陽光発電システムの平均自家消費率は60%である。EDF ENRが提供するスマート管理ソリューションおよび電力消費量の変化によりかかる消費率は80%に達することができる。EDF ENRは、個別住宅の自家消費市場の約12%を所有し、売上は増加傾向にある。当初の展開目標を上回り、自家消費システムへの投資控除を導入する料金に関する2017年5月10日付命令によって、かかる提供商品による成功は今後数か月にわたって拡大する可能性がある。この勢いに乗り、集合住宅に居住する個人の需要を満たすために、EDF ENRは、2017年6月7日にスマート管理ソリューションにより集合住宅またはエコな地域に居住する人々が1つの屋根の上で自家発電し、共有することを可能にする提供商品である「*Notre Soleil & Nous*」を実施した。

EDF ENRおよびその複数の子会社により、EDFグループは、フランスの自家消費市場ならびにイタリア、英国およびベルギー等の他の主要な市場における成長を加速させている。フランスにおいて当グループは、事業および機関がカスタマイズした自家消費ソリューション（アドバイス、運営および維持管理、利用の管理および最適化、追加供給ならびに資金調達）を提供する。顧客がコストを削減するために自家消費の増加およびエネルギー消費の管理において顧客を支援することは、EDFグループの優先事項である。同時に、EDFグループは、貯蔵技術およびスマート・グリッドにおける開発に備えるために壮大な研究開発プロジェクトに多額の投資を行っている。

2017年6月12日 - EDFグループの執行委員会委員の任命

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・レヴィ氏は、2017年7月17日付で効力が生じる執行委員会委員への複数の任命を行った。

シモーネ・ロッシ氏は、当グループ上級執行副社長に任命され、2017年11月1日よりEDF Energyの最高経営責任者に任命される予定である。同氏は以前、国際部門担当の当グループ上級執行副社長であった。

マリアンヌ・レノー氏は、国際部門担当の当グループ上級執行副社長に任命された。同氏は以前、人事担当の当グループ上級執行副社長であった。

クリストフ・カルヴァル氏は、人事担当の当グループ上級執行副社長に任命された。同氏は以前、Enedisの人事部長であった。

セドリック・レヴァンドフスキ氏は、イノベーション・戦略・計画担当の当グループ上級執行副社長に任命された。同氏は以前、国防大臣官房長であった。

以下の執行委員会委員は、現職に留任する。

・マルク・ブナユン氏、当グループ執行副社長、ガスおよびイタリア担当

- ・アントワン・カユザック氏、当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当。また同氏は、EDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者である。
 - ・グザヴィエ・ジール氏、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・ラクール氏、当グループ上級執行副社長、変革・経営効率担当
 - ・アンリ・ラフォンテーヌ氏、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
 - ・ドミニク・ミニエール氏、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
 - ・バンサン・ドゥ・リヴァ氏、EDF Energyの最高経営責任者（2017年10月31日まで）
 - ・ピエール・トドロフ氏、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・ウルサ氏、当グループ上級執行副社長、新規原子力発電所およびエンジニアリング担当
- 執行調整および政府関係担当部長であるアレクサンドル・ベラ氏は、執行委員会の秘書役である。

略 歴

クリストフ・カルヴァル

クリストフ・カルヴァル氏は、1960年に生まれ、リールのHEI工業学校をエンジニアとして卒業。

同氏は、カルヴァドスおよびピレネー・ガスコーニュ・センターの部門レベルでの責任者、またその後は、中央地域のセクターグループの責任者として、EDFおよびGDFを代表して電力・ガス供給事業者の管理職を務めた。

2007年、同氏は、EDF SAにおいて、営業成績の躍進を担う共同サービス部門の設立プロジェクトを統括し、2010年まで同部門の責任者を務めた。

2011年、同氏は、ERDFの変革担当部長に任命された。

2014年1月、同氏は、Enedisの人事部長に任命され、配電事業者に対する組織上、労働環境上およびガバナンス上の変革プロジェクトの統括における責任者となった。

セドリック・レヴァンドフスキ

セドリック・レヴァンドフスキ氏は、1969年に生まれ、パリ政治学院（IEP）を卒業し、地政学の修士課程の学位（DEA）を取得した。同氏は、会長のフランソワ・ルースリー氏の取締役の職務を引き継ぐために、1998年にEDFに入社した。

2004年、同氏は輸送・電気自動車担当部長に任命され、SodetrelおよびE-Leaseの2社を担当した。

2008年、同氏は地方自治体担当者としてEDF顧客部門に加わり、EDF Collectivitésのブランドを立ち上げた。同氏は、Tirua社の会長に任命された。

2012年、同氏は、国防大臣官房長に任命され、2017年5月まで同職を務めた。

その他の略歴については、edf.frにおいて入手可能である。

2017年6月14日 - 800MW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期に係る財務的な手当てが完了

- ・イスラム投資を含む7つの機関により支援される高度な資金調達の枠組み
- ・太陽を追跡する角度調節可能な太陽光パネルにより、完成すれば世界最大の太陽光発電所となる革新的なプロジェクト

2017年6月14日付で、アラブ首長国連邦アブダビにおいて、ドバイのムハンマド・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期に係る資金調達が完了した。これは、EDFグループ子会社であるEDF Énergies Nouvelles（同社は、ドバイ電気・水道局（DEWA）とのパートナーシップにおいて800メガワットのプロジェクトの開発を行っている。）が参加する、Masdar率いるコンソーシアムにとっての最新の重要な節目となる。

7つの多様な機関（中東のUnion National Bank、Islamic Development BankおよびArab Petroleum Investments Corporation（APICORP）、フランスの商業銀行であるNatixis、ドイツのSiemens Financial Services、Korea Development Bank、ならびにカナダの輸出信用機関であるExport Development Canada（EDC））を含む高度な資金調達の枠組みが開発された。

この合意により、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期は、グローバル金融市場において最も成長著しいセグメントの1つであるシャリアに則った資金調達を受ける、中東で最大の再生可能エネルギー・プロジェクトとなる。

EDFグループは、子会社である再生可能エネルギー電力市場大手のEDF Énergies Nouvellesを通じて、プロジェクトを支援する共同パートナーとして、最近Masdarに参加した。

16平方キロメートルの面積を有する800MWの太陽光発電所は、完成すれば年間電力発電量は約2.5百万メガワット時となり、この種の発電所としては世界最大のものになる。従来の太陽光発電所の系列とは異なり、同ソーラーパークの第3期には太陽を追跡する角度調節可能なパネルが使用され、発電量が最大限に高まる。

同発電所は、3段階に分けて施工されている。現地の作業は大きく進捗しており、太陽光パネルの設置に向けた掘削および杭打ち作業が行われている。ステージAの完成は2018年を予定しており、300MWのステージBは2019年に、最後の300MWのステージCは2020年に完成する予定である。

2017年6月19日 - EDFおよびCEAが、原子力、デジタル技術およびエネルギー移行関連の研究開発分野での提携を強化

6月16日（金曜日）、原子力産業におけるフランスの3つの主要な事業体を集めた三者間研究契約更新後の会合において、EDFの会長兼CEOであるジャン・ベルナル・レヴィ氏およびCEA長官であるダニエル・ヴェルベルドゥ氏は、2者間のパートナーシップを強化し、特にサクレ平野での事業における提携範囲を拡大したい意向を再確認した。

この動きは、原子力産業におけるデジタル技術の開発を奨励し、また技術的な基盤の積上げに基づくアプローチを培うことで、2017年5月に契約が更新された三者間機関（*Institut Tripartite*）の下で既に実施されている有用な共同研究を促進するものである。

これは、主に、特に仮想・拡張現実、デジタル・モデルの開発、付加製造、ビッグ・データおよびサイバー・セキュリティ等の将来の原子力発電所のための技術を対象としている。

また、EDFおよびCEAは、エネルギー移行技術（特に太陽光エネルギーおよび貯蔵）の利用に関しても、積極的にパートナーシップを強化したい意向である。

2017年6月20日 - 2025年までに企業向けおよび地方自治体向けのエネルギー・サービスに係る売上高を2倍にするためのEDFの取り組み

EDFは、2025年までにエネルギー・サービスに係る売上高を2倍にし、2030年までに11十億ユーロの売上高を達成する目標を掲げた。EDFは、かかる分野において地位を確立するために、各ブランドの特性を強化することにより、その専門性および子会社が誇る技術を強調する新しいロゴである「EDFエネルギー・ソリューション（*EDF Solutions Energétiques*）」を作成することとなった。

EDFグループは、エネルギー・ソリューションにおいて確固たる経験を既に有しており、2016年には4.4十億ユーロの売上高を生み出している。今日のEDFの目標は、既に事業を行っている国々における当グループおよびその子会社の事業開発を統合し、目標とする株式公開買付けを行うかまたは専門会社の株式を買収することである。

EDFグループは、Dalkia、Tiru、Citelum、SodetrelおよびNetseenergy等の専門子会社の恩恵により、エネルギー・ソリューションの分野において優れた専門技術を誇っている。低炭素温熱システム、スマート・ライティング、廃棄物回収および電気輸送の革新的な分野は互いに補完し合い、異なる地域および事業の直面する課題に対応する。

これらのすべてのサービスは、エネルギー貯蓄および低炭素ソリューションの確立を保証する。これらは事業の競争性を高める一助となり、パフォーマンスに付随する課題に対応する。地方自治体は、その魅力および二酸化炭素排出量の削減方法の恩恵を受ける。

新たなブランドである「EDFエネルギー・ソリューション（*EDF Solutions Energétiques*）」は、かかる目標を支持する。当該ブランドは、当グループの各子会社のブランド力を高め、エネルギー移行およびエネルギー効率化に関する課題に対するこれらの顧客サポート力を人々に再認識させるものである。

2017年6月26日 - ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する詳細情報

EDFは、英国におけるヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関するプレス記事の発表に続き、以下の事項を明確にしたい意向である。

- ・本書（本書の「第2 3（2）（ ）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」）に示されるとおり、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの費用およびスケジュールの全面的な見直しは、投資決定の後、プロジェクトの関係会社のガバナンス規則に従って進んでいる。
- ・かかる見直しは、近日中に完了する予定である。
- ・EDFは、かかる見直しは完了次第、結果を開示する予定である。

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61%を当グループが直接所有し、約39%を第三者からリースしている（リースおよび借地）約4.5百万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。2016年、これらの資産の約160個が売却され、これは使用可能な床面積の約0.3百万平方メートルに相当する。かかる160個の不動産資産のうち、130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。不動産部門は第三者からリースを受けることにより、2017年から2031年までの期間において、EDFのために総額902百万ユーロのリース・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】

2016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】

【株式の総数】

(2016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)*
-	2,109,136,683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。

【発行済株式】

(2016年12月31日現在)

記名・無記名の別及び 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 登録認可金融商品取引業協会名	内 容
記名式 (額面0.5ユーロ)	普通株式	2,109,136,683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】

(2016年12月31日現在)

年月日	発行済株式総 数増減数 (株)	発行済株式総数残 高(株)	資本金 増減額 (ユーロ)	資本金残高 (ユーロ)	摘要
2004年 11月20日	1,625,800,000株 (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 抛出の当社株式資 本への転換
2005年 10月27日	0株	1,625,800,000株	7,316,100,000 (減少)	812,900,000	連結剰余金への振 替を通じた減資
2005年 11月18日	187,869,028株 (増加)	1,813,669,028株	93,934,514 (増加)	906,834,514	株式公開および国 際的公募に準じた 増資
2005年 12月20日	8,502,062株 (増加)	1,822,171,090株	4,251,031 (増加)	911,085,545	引受業者による オーバーアロット メント・オプション の行使による増 資
2010年 1月21日	26,695,572株 (増加)	1,848,866,662株	13,347,786 (増加)	924,433,331	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払
2011年 6月24日	(増加)	1,860,812,110株	(増加)	930,406,055	EDF Énergies Nouvelles に関す る公開買付けにお いて EDF に出資さ れた EDF Énergies Nouvelles の株式 の対価としての増 資
2011年 9月28日	(減少)	1,848,866,622株	(減少)	924,433,331	消却に関する株式 買戻プログラムの 一環としての株式 の購入による消却
2013年 7月29日	(増加)	1,860,008,468株	(増加)	930,004,234	株主の選択による 現金または新株発 行による配当の支 払
2015年 12月18日	60,130,559株 (増加)	1,920,139,027株	(増加)	960,069,513.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払
2016年 6月30日	93,112,364株 (増加)	2,013,251,391株	(増加)	1,006,625,695.50	株主の選択による 現金または新株発 行による配当の支 払
2016年 10月31日	95,885,292株 (増加)	2,109,136,683株	(増加)	1,054,568,341.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払

(4) 【所有者別状況】

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。

	2016年12月31日			2015年12月31日			2014年12月31日		
	株式数	資本金(%)	議決権(%) ⁽¹⁾	株式数	資本金(%)	議決権(%) ⁽¹⁾	株式数	資本金(%)	議決権(%) ⁽¹⁾
フランス政府	1,805,952,345	85.62	85.73	1,630,870,545	84.94	85.04	1,571,433,448	84.49	84.56
機関および 一般投資家	267,417,384	12.68	12.70	255,445,264	13.30	13.32	254,927,584	13.70	13.72
従業員	33,097,739 ⁽²⁾	1.57	1.57	31,512,465 ⁽³⁾	1.64	1.64	31,965,255 ⁽⁴⁾	1.72	1.72
自己株式	2,669,215	0.13	-	2,310,753	0.12	-	1,682,181	0.09	-
合計	2,109,136,683	100.00	100.00	1,920,139,027	100.00	100.00	1,860,008,468	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1.36%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。

(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1.41%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。

(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1.48%に相当する27,443,950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もしくはロックイン期間が終了して管理されている0.24%の株式に相当する約4.5百万株が含まれている。

当社の認識している限り、フランス政府以外の株主は、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、2016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、2016年12月31日現在および2015年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

	2016年12月31日		2015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	1,805,952,345	85.62	1,630,870,545	84.94
欧州の機関投資家(フランスを除く。)	55,533,724	2.63	70,200,663	3.66
その他地域の機関投資家	105,599,615	5.01	94,897,592	4.94
フランスの機関投資家	44,821,849	2.13	46,657,296	2.43
民間による株式保有	61,462,195	2.91	43,689,713	2.28

従業員による株式保有	33,097,739	1.57	31,512,465	1.64
自己株式	2,669,215	0.13	2,310,753	0.12
合計	2,109,136,683	100.00	1,920,139,027	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年以上にわたり政府が保有していた直接記名式株式1,571,433,448株に付された二重議決権の割当てにより、2017年2月28日に政府は、EDFにおいて1,805,952,345株および3,377,385,793個の議決権を保有していることを通知した（資本金の85.62%およびEDFの議決権の90.69%）。

2016年2月15日、フランス政府株式保有代理機関（*Agence des Participations de l'État*）（APE）は、政府が、株主総会において取締役会が提案した1株当たり0.53ユーロに相当する2015年の配当金残高の支払に関する議案を承認することおよび2015年の配当金残高について株式による支払いを選択することに合意した旨を発表した。2016年5月12日の株主総会においてかかる議案が承認され、資本金および議決権の保有割合が変化した。

さらに、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。

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】

2016年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の85.62%および議決権の85.73%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、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 (ユーロ)	分配された配当金総額 ⁽¹⁾ (ユーロ)	配当日
2013年	1,860,008,468	1.25 ⁽²⁾	2,327,462,364.03 ⁽³⁾	2014年6月6日
2014年	1,860,008,468	1.25 ⁽²⁾	2,327,233,892.26 ⁽⁴⁾	2015年6月5日
2015年	1,920,139,027	1.10 ⁽⁶⁾	2,079,072,045.71 ⁽⁵⁾	2016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、1,059,290,112.42ユーロは、2013年の中間配当として2013年12月17日に支払われた。

(4) このうち、1,059,262,163.04ユーロは、2014年の中間配当として2014年12月17日に支払われた。

(5) このうち、1,058,682,286.08ユーロは、2015年の中間配当として2015年12月18日に支払われた。

(6) 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。

2016年9月30日、取締役会は、2016事業年度に関する1株当たり0.50ユーロの中間配当を現金または株式で支払うことを決議した。中間配当の合計額（自己株式を除く。）は、1,005,552,797ユーロであり、2016年10月31日に支払われた。

2017年3月3日の取締役会で、取締役会は、2016年は1株当たり0.90ユーロの配当金を分配することを2017年5月18日開催の株主総会に提案することを決議した。2016年10月31日に支払われた1株当たり0.50ユーロの中間配当を考慮すると、2016事

業年度の普通配当の1株当たりの差額は0.40ユーロであり、特別配当から利益を得る配当の差額については1株当たり0.49ユーロが分配されることとなる。

差額に関しては、当社の新たな株式による支払オプションが株主に対して提案される。株主は、2017年6月6日（同日を含む。）から2017年6月20日（同日を含む。）まで、かかる支払オプションを行使することができる。2017年6月20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、最終配当がすべて現金で支払われる。政府は、新たな株式による配当を受け取るオプションを行使することを約束した。

当社が行った増資により新規発行された普通株式は、その株主に対して2016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、2017年6月30日（決定日は2017年6月6日）に支払われる。

フランス政府は、2016年4月22日に、2016事業年度および2017事業年度において、配当金を株式として受領することを発表した（「第5 1（4） 当社の資本および議決権の保有者」を参照。）。

（2） 配当方針および増加配当金

EDF取締役会によって決定される配当分配方針は、その投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われるすべての要素を考慮する。

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、2013事業年度に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。通常価格の株式を少なくとも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%の増加の権利を付与される株式数は、株主1人当たりの株式資本の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株式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、配当支払宣言日から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】(出典 : Thomson Financial)

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	2012年	2013年	2014年	2015年	2016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	19.60 (2,429円)	27.40 (3,396円)	29.73 (3,685円)	24.7 (3,062円)	12.820 (1,589円)
最 低	13.66 (1,693円)	13.66 (1,693円)	21.555 (2,672円)	12.60 (1,562円)	9.190 (1,139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 : Thomson Financial)

以下の表は、2016年 7 月から2016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	2016年7月	2016年8月	2016年9月	2016年10月	2016年11月	2016年12月
最 高	11.705 (1,451円)	11.920 (1,477円)	11.975 (1,484円)	10.880 (1,349円)	10.280 (1,274円)	11.205 (1,389円)
最 低	10.445 (1,295円)	11.085 (1,374円)	10.380 (1,287円)	9.980 (1,237円)	9.782 (1,212円)	9.678 (1,200円)

4【役員の状況】

(2017年6月30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

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1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関して同法第1章の第1項および第1項に規定されているものと同様の規定に従う。）。

2017年3月6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・プログラム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。

2016年1月1日から2017年3月6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	任命日 / 辞任日	退任した取締役
フィリップ・ヴァラン氏	株主総会により任命された取締役	2016年3月31日に辞任し、2016年5月12日の株主総会にて効力発生	該当なし
クレール・ブディニ氏	株主総会により任命された取締役	2016年5月12日の株主総会により任命	フィリップ・ヴァラン氏
ジェラルド・マナン氏	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	2016年7月28日に辞任	該当なし
ミシェル・ルソー氏	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	2016年9月30日の取締役会議により任命 ⁽¹⁾	ジェラルド・マナン氏

- (1) フランス商法第L.225-24条ならびに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号第13条に基づき、当社取締役会は、辞任したジェラルド・マナン氏の任期満了日（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）までミシェル・ルソー氏を暫定的な後任取締役に任命することを決定し、2017年5月18日に開催された株主総会により承認された。

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、取締役会および執行委員会における男女比率の均衡に関する規則に服し、当社は2017年の取締役会において、40%の女性比率を満たさなければならなかった。かかる比率は、2016事業年度中に達成された。

2017年3月6日現在、2016年9月30日に開催された取締役会議におけるミシェル・ルソー氏の選任を含め、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。

取締役に関する情報

（表に別段の記載がない限り）2017年6月30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（62歳）

当社における役職
2014年11月27日より
会長兼最高経営責任者⁽¹⁾

取締役会に任命された日
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
戦略委員会委員長

国立理工科大学 (*École polytechnique*) を1973年に卒業後、Telecom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance Telecom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ール・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ール・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。

保有株式数

0

国籍

フランス

2016年における職務および役職

当社における主要な役職

・EDF会長兼最高経営責任者

職務 / 役職	所属	国	
会長兼最高経営責任者	EDF	フランス	L
取締役会会長	Edison	イタリア	G/L
取締役会会長	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
取締役	Société Générale	フランス	L
取締役会副会長	Eurelectric	ベルギー	
フランス電力代表	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	

G : EDFグループ会社 / L : 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
- ・SFR会長兼最高経営責任者
- ・Institut Mines-Télécom (旧Institut Télécom) 取締役会会長
- ・Institut Télécom取締役会会長
- ・JBL Consulting & Investments会長
- ・Viroxis監査役会会長
- ・Vivendi業務執行委員会委員長
- ・Canal+Group監査役会会長
- ・Canal+France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

- ・ Activision Blizzard取締役会会長
- ・ Global Village Telecom (Holding) GVT取締役会会長
- ・ Maroc Telecom監査役会副会長

(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 (67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 (Service des Mines) 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 & 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総局に入局し、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就任した。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。オリヴィエ・アペール氏は、2015年3月からフランス国立技術アカデミーの総代表に就任しており、2010年からフランス・エネルギー委員会の委員長、2016年12月からFrance Brevetsの取締役会会長および2013年6月からEDFの取締役に就任している。

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 2016年における職務および役職
社外における主要な役職
原子力監視委員会および戦略委員会の委員
・フランス国立技術アカデミー総代表
・フランス・エネルギー委員会委員長

保有株式数	職務 / 役職	所属	国
0	総代表	フランス国立技術アカデミー	フランス
	委員長	フランス・エネルギー委員会	フランス
国籍 フランス	取締役会会長	France Brevets	フランス

G : EDFグループ会社 / L : 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
・ 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（60歳）

当社における役職 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ラー（*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月から、同氏はVallourecの監査役を務めており、2009年4月には業務執行委員会委員長に就任した。同氏はまた、Institut de l'Entrepriseの副会長ならびにオペラ・コミック国立劇場（*Théâtre National de l'Opéra-Comique*）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。

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
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

2016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
210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 L
会長兼取締役	Vallourec Tubes	フランス
理事	オペラ・コミック国立劇場 （ <i>Théâtre National de l'Opéra-Comique</i> ）	フランス
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
取締役	Vallourec Tubos do Brasil SA	ブラジル

G : EDFグループ会社 / L : 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 Tubes France監査役会会長兼監査役
・Vallourec Oil & Gas取締役

ブルーノ・ラフォン（60歳）

当社における役職 HEC経営大学院(*École des Hautes Études Commerciales*) (HEC) および国立行政学院
株主総会により任命され (*École Nationale d'Administration*) (ENA) を卒業。1983年にLafargeグループに入社
た取締役 し、企業財務部門における複数の役職を世界各地で務めた。1995年にグループ財務担当
副社長に就任し、執行委員会に加わった。1998年、同氏はプラスター事業の責任者に就
任した。同氏は2003年にグループ最高経営責任者補佐に任命され、続いて2005年に取締
役会に任命された。2006年に最高経営責任者に任命された同氏は、2007年から2015年まで
Lafargeの会長兼最高経営責任者に就任した。同氏は2015年7月からLafargeHolcimの取
締役会の共同会長およびLafargeの名誉会長を務めている。同氏は、2011年より
ArcelorMittalの取締役および2013年5月よりAFEPの理事を務めている。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)の執行役員および2014年2
月からMEDEF持続可能開発委員会の委員長を務めている。同氏は、2008年5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 2008年5月20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

2016年における職務および役職
社外における主要な役職
・LafargeHolcim取締役会共同会長
・Lafarge名誉会長

保有株式数
171株

国籍
フランス

職務 / 役職	所属	国
取締役会共同会長	LafargeHolcim	スイス L
会長および取締役	Lafarge Ciments	フランス
取締役	ArcelorMittal	ルクセンブルグ L
理事	フランス民間企業協会 (<i>Association française des entreprises privées</i>) (AFEP)	フランス
持続可能開発委員会委員長	フランス企業運動 (<i>Mouvement des Entreprises de France</i>) (MEDEF)	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 (WBSD)	スイス

G : EDFグループ会社 / L : 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
- ・*Entreprises pour l'Environnement* (EPE) 協会会長

フランス国外

- ・Lafarge India (インド) 取締役
- ・Lafarge Cement Shui On (中国) 取締役

ブルーノ・レシュヴァン（65歳）

当社における役職 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	パリ政治学院（ <i>Institut d'Études Politiques</i> ）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 <i>Haut Conseil du Secteur Public</i> （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。同氏はまた、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 <i>Electricien sans Frontières</i> （国境なき電気技師）の副理事および創設メンバーでもある。同団体は、主に、エネルギー市場、規制、エネルギー効率、エネルギー管理、環境およびエネルギー消費者の保護における分野に介入する。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月には会長に就任した。同氏はまた、2016年6月より国立エネルギー貧困観測所（ <i>Observatoire national de la précarité énergétique</i> ）の会長に就任している。同氏は、2013年5月よりEDFの取締役に就任している。
取締役会に任命された日 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 倫理委員会の委員	

保有株式数
0

2016年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・フランス環境エネルギー管理庁（ADEME）会長

国籍

フランス

職務 / 役職	所属	国
会長	ADEME	フランス
副理事	国境なき電気技士 （ <i>Électriciens Sans Frontières</i> ）	フランス
会長	国立エネルギー貧困観測所 （ <i>Observatoire national de la précarité énergétique</i> ）	フランス

G：EDFグループ会社／L：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

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（55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・ジュベ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、経済・産業・デジタル省および財務・公会計省の財務監察院長を務めている。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

2016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・産業・デジタル省および財務・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 / L : 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（71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Eurotunnel、NexansおよびIngenico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。

取締役会に任命された日
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

2016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

倫理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	L
取締役	Nexans	フランス	L
取締役	Eurotunnel	フランス	L
取締役	Ingenico	フランス	L

保有株式数
1,807株⁽¹⁾

G : EDFグループ会社 / L : 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。

クリスチャン・マセ（60歳）

当社における役職 国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）の卒業生であり、パリの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 2014年9月26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

政治学院（*Institut d'Études Politiques*）（IEP）および国立経済商科大学院（*École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales*）（ESSEC）を卒業。1984年に外務省政務課に入省した。1987年にロンドンのフランス大使館一等書記官に任命され、その後1989年にパリの外務省経済課の一員となる。1991年から1994年の間はブレトリアのフランス大使館の主席顧問、1994年から1997年は欧州連合のフランス常駐代表の顧問を務めた。1997年から1999年まで同氏は、外務大臣の事務所の技術顧問を務めた。1999年から2002年までローマのフランス大使館の外交顧問を務めた同氏は、2002年から2007年は欧州連合のフランス常駐副代表を務めた後、外務省の経済・財務課長に任命された。2009年にはグローバリゼーション・開発・パートナーシップ総局長に任命された。さらに同氏は、フランス在外教育庁の理事会会長および公共利益団体であるFrance Coopération Internationaleの会長等に就任した。2012年1月から2014年7月まで駐日フランス大使を務めていた。2014年8月1日以降、同氏は外務・国際開発省の事務次官に就任している。同氏は、2014年9月よりEDFの取締役役に就任している。

その他の役職
戦略委員会の委員

2016年における職務および役職
社外における主要な役職
・外務・国際開発省事務次官

保有株式数
0

国籍
フランス

職務 / 役職	所属	国
取締役	AREVA	フランス L
取締役	France Médias Monde	フランス
長官	フランス国家身分証明書保管 庁（ <i>Agence Nationale des Titres Sécurisés</i> ）	フランス
委員長	美術品登録証明委員会 （ <i>Commission de Récolement des Dépôts d'Œuvres d'Art</i> ）	フランス
理事	救急医療への準備・対応機関 （ <i>Établissement de Préparation et de Réponse aux Urgences Sanitaires</i> ）	フランス
理事	国立行政学院（ <i>École Nationale d'Administration</i> ）	フランス
理事	アンスティチュ・フランセ （ <i>Institut Français</i> ）	フランス
委員	フランス原子力委員会 （ <i>Comité de l'Énergie Atomique</i> ）（CEA）	フランス

G：EDFグループ会社 / L：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
・AREVA監査役

ローランス・パリゾ（57歳）

当社における役職
株主総会により任命され
た取締役

取締役会に任命された日
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

ナンシー第2大学（*Université Nancy*）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年にはレイ・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
のマネージャーに就いている。同氏はBNP Paribas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。

その他の役職
監査委員会および戦略委
員会の委員

2016年における職務および役職
社外における主要な役職
・コンサルティング会社Gradivaマネージャー

保有株式数
100株

国籍
フランス

職務 / 役職	所属	国	
マネージャー	Gradiva	フランス	
取締役	BNP Paribas	フランス	L
科学評議会会長	Fondapol	フランス	
理事	フ ラ ン ス 政 治 学 会 (<i>Fondation Nationale des Sciences Politiques</i>) (FNSP)	フランス	

G : EDFグループ会社 / L : 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
・ 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（51歳）

当社における役職 HEC経営大学院（*École des Hautes Études Commerciales*）を卒業し、パリ高等商業学校（*École Supérieure de Commerce de Paris*）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。

取締役会に任命された日

2016年5月12日

任期満了日

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

倫理委員会の委員

2016年における職務および役職

社外における主要な役職

保有株式数

0

・ Saint-Gobainグループ人事部担当上級部長

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 / L : 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

・ Arkema取締役

ミシェル・ルソー（59歳）

当社における役職 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	パリ国立高等鉱業学校（ <i>École Nationale Supérieure des Mines de Paris</i> ）を卒業し、鉱山技師（ <i>Ingénieur Général des Mines</i> ）の称号を取得した。同氏は、環境部門の部長としてノール・パ・ド・カレーのDRIRE（地域産業・研究・環境局）に入局。同氏は廃棄物担当の責任者として環境省に入省し、その後、産業省にてEDFの原子力発電所の管理責任者である原子力施設安全局の部長代理を務めた。同氏はその後、フランスの研究・イノベーション局ANVARの副総局長として、中小企業による革新的なプロジェクトを支援するための政策の実施の責任者を務めた後、エネルギー需要・市場担当部長として経済・財務・産業省に入省した。経済・財務・産業省において同氏は、とりわけ欧州電力およびガス市場の開放ならびに省エネおよび再生可能エネルギーの拡大を受けて新たな法律上および規制上の枠組みの構築を担当した。その後同氏は、エコロジー・持続可能開発省に戻り、事務局長を務め、2008年には長官およびとりわけグルネル環境計画の実行責任者である持続可能な開発委員会の副委員長を務めた。2011年、同氏はセーヌ・ノルマンディ水管理庁長官に任命され、その後2016年、環境および持続可能な開発に関する総協議会に戻り、オー・ド・フランス地域環境当局（MRAe）の会長を務めている。同氏は、2016年9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 2016年9月30日 ⁽¹⁾	
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 原子力監視委員会の委員	

保有株式数 0	2016年における職務および役職 社外における主要な役職 ・環境および持続可能な開発に関する総協議会のオー・ド・フランス地域環境当局会長
------------	--

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 / L : 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

(1) ルソー氏の任命は、2017年5月18日に開催された株主総会にて承認された。

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（63歳）	
当社における役職 フランス政府を代表する 取締役	国立経済商科大学院（ <i>École Supérieure des Sciences Economiques 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、Thales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。
取締役会に任命された日 2015年9月9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 任命報酬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	

2016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 L
取締役	Thales	フランス L
取締役	Bpifrance	フランス

G：EDFグループ会社 / L：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

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（45歳）								
当社における役職 従業員により選任された 取締役	法学の学位を取得。同氏は法律業界で経験を積み、2000年に主要口座課の通商専門職員としてEDFの取引部門に入社した。現在は主要口座部門のマーケティング・取引部門に勤務。2008年12月からは、労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homma</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。							
取締役会に任命された日 2009年11月23日	2016年における職務および役職							
直近で再任された日 2014年11月23日	当社における主要な役職 ・ EDF取引部門主要口座課商務官							
任期満了日 2019年11月22日	<table><tr><th>職務 / 役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr><tr><td>労働裁判所判事（<i>conseiller prud'homma</i>）</td><td>労働裁判所（<i>Conseil de Prud'hommes</i>）</td><td>フランス</td></tr></table>		職務 / 役職	所属	国	労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homma</i> ）	労働裁判所（ <i>Conseil de Prud'hommes</i> ）	フランス
職務 / 役職	所属	国						
労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homma</i> ）	労働裁判所（ <i>Conseil de Prud'hommes</i> ）	フランス						
その他の役職 倫理委員会の委員	G：EDFグループ会社 / L：上場会社							
保有株式数 0	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							
国籍 フランス								

ジャッキー・ショラン（57歳）

当社における役職 パリ政治学院（*Institut d'Etudes 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。

取締役会へ任命された日 2014年11月23日⁽¹⁾

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、2014年11月にEDFの取締役に再任された。

任期満了日

2019年11月22日

2016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
および倫理委員会の委員

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

保有株式数

259株⁽²⁾

G：EDFグループ会社 / L：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

- ・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）

(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）の取締役であった。

(2) ミューチュアル・ファンドを通じて保有する株式。

マリー・エレヌ・メイリン（56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。							
取締役会に任命された日								
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	2016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 ・EDFイノベーション・戦略・計画部門の上級エンジニア							
その他の役職								
監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会および倫理委員会の委員	<table><tr><th>職務 / 役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr><tr><td>CFDT組合の電力・ガス産業の従業員代表</td><td>エネルギー高等理事会（CSE）</td><td>フランス</td></tr></table>		職務 / 役職	所属	国	CFDT組合の電力・ガス産業の従業員代表	エネルギー高等理事会（CSE）	フランス
職務 / 役職	所属	国						
CFDT組合の電力・ガス産業の従業員代表	エネルギー高等理事会（CSE）	フランス						
保有株式数	G：EDFグループ会社 / L：上場会社							
28株								
国籍	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							
フランス								

ジャン・ポール・リニャック（54歳）

当社における役職
従業員により選任された
取締役

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。現在同氏は、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、産業建築分野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。

取締役会に任命された日
2007年11月1日

直近で再任された日
2014年11月23日

2016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

任期満了日
2019年11月22日

職務 / 役職	所属	国
該当なし		

その他の役職
戦略委員会の委員

G：EDFグループ会社 / L：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

保有株式数
0

国籍
フランス

クリスチャン・タクシル (41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
従業員により選任された 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、
取締役 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
取締役会に任命された日 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
2014年11月23日 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
任期满了日 役に就任している。
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

2016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
1,090株⁽¹⁾

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 / L : 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。

マキシム・ヴィロタ（57歳）

当社における役職 1981年に同氏は、ダンピエール・アン・ビュルリ原子力発電所（CNPE）においてEDFで
従業員により選任された
取締役 の勤務を開始し、その後、1987年にトリカスタン発電所にて働き始め、現在は、同発電
所の購入方針コーディネーターである。同氏は、Fédération CGT Mines Énergie労働組
合の組合員である。同氏は、CGT組合の推薦を受けて2006年12月よりEDFの取締役に就任
している。

取締役会に任命された日
2006年12月5日

直近で再任された日
2014年11月23日

2016年における職務および役職

当社における主要な役職

・ EDF原子力発電所（トリカスタン）の金融・産業関係部における購入方針コーディネーター

任期満了日
2019年11月22日

職務 / 役職	所属	国
---------	----	---

その他の役職

該当なし

**監査委員会、原子力監視
委員会および任命報酬委
員会の委員**

G : EDFグループ会社 / L : 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

保有株式数
38株⁽¹⁾

国籍
フランス

(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

執行委員会の構成員

2017年3月6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	当グループ執行副社長、ガスおよびイタリア担当、Edisonの業務執行取締役 ⁽¹⁾
アントワン・カユザック	当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当、EDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者
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 ⁽²⁾
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 ⁽³⁾
アンリ・ラフォンテーヌ	当グループ上級執行副社長、顧客サービスおよび地域業務担当
マリアンヌ・レノー	当グループ上級執行副社長、人事担当
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
バンサン・ドゥ・リヴァ	当グループ上級執行副社長、EDF Energyの最高経営責任者
シモーネ・ロッシ	当グループ上級執行副社長、国際部門担当
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
フィリップ・トリオン	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
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、新規原子力発電所およびエンジニアリング担当

(1) マルク・ブナユン氏は2016年1月14日からブルーノ・レスクール氏の後任となった。

(2) グザヴィエ・ジール氏は2016年3月7日からトマ・ピクマル氏の後任となった。

(3) ヴェロニック・ラクール氏は、2016年12月1日から任命された。

取締役および会長兼最高経営責任者の主席顧問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。

執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：50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就任後、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Trimet Franceの監査役、Transalpina di Energiaの会長、Edisonの業務執行取締役、Fondazione Edisonの会長およびFeniceの取締役を務めている。

アントワン・カユザック：62歳。国立理工科大学（École Polytechnique）および国立気象学校（École de la Météorologie Nationale）を卒業。最初に運輸省のエンジニアリング職を経てアントワン・カユザック氏は、1982年にEDFの研究調査課に入社。1985年に同氏はCrédit Commercial de France（CCF）のスワップ課に入社、1988年にマネージャーに昇格した。3年間Vinciの同社CEOの主席顧問として勤務した後、1994年にCCFに再入社し、投資銀行部門でさまざまな役職を歴任し、2000年にCCFがHSBCとなると同時にHSBCグループのエネルギー・公益事業部門の共同マネージャーを務めた。2008年にHSBC Franceの最高経営責任者に代わり中堅企業を監督するため、フランスに帰国する以前は、同投資銀行部門のMENAT地域を監督するために3年近くドバイに勤務していた。2011年5月から同氏は、フランスにおけるHSBCのプライベート・バンキング事業に従事しており、HSBC Franceの業務執行役員を数年務めた。アントワン・カユザック氏は、2012年からEDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者、2015年3月からは当グループ上級執行副社長（再生可能エネルギー担当）に就任している。同氏はEDF LuminusおよびEDF Tradingの取締役でもあり、再生可能エネルギー協会およびフランス電力協会の理事でもある。

グザヴィエ・ジール：48歳。HEC、パリの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、Dalkiaの最高経営責任者代表、グループのリスク管理・監査

担当最高責任者、Veolia Transportationの上級副社長および最高財務責任者ならびにVeolia Environmental Servicesの上級副社長および最高財務責任者を歴任した。2011年から2015年まではLa Poste Groupの上級副社長および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの会長を務めた。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、2016年3月7日に財務部門の責任者である当グループ上級執行副社長に任命された。同氏はまた、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：52歳。パリ第一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、コンサルティングおよび共有サービスの監督を担当している。

アンリ・ラフォンテーヌ：59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。同氏はエネルギー・サービスの子会社を監視している。また同氏は、Citelumの会長ならびにDalkiaおよびEDF Energyの取締役でもある。同氏はEDFの商業課の運用管理責任者である。

マリアヌ・レノー：52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'Etudes 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、監査人として国務院に入り、その後1995年に法務官および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、交渉、政治、地域社会・法務および通信の責任者である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12月1日から当グループの人事担当上級執行副社長および執行役員に就任している。

ドミニク・ミニエール：58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（モゼール県）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。

パンサン・ドゥ・リヴァ：63歳。グルノーブル国立水力大学（*École Nationale de Supérieure d'Hydraulique*）を卒業。工学の学位を持つ。同氏は、1977年に海外技術課の水力工学技術者としてEDFグループで働き始め、アフリカ、ギアナおよびニューカレドニアにおける水力発電施設の建設に携わった。1985年から1991年には、国際部門において極東地域の責任者となり、中国における当グループの原子力、火力、水力および配電部門の発展に貢献した。1991年から1994年には、同氏はEDF国立水力機器研究センターの所長を務め、EDFグループのフランスおよび外国における水力事業の責任者となり、特にラオスにおけるナム・テウン2のプロジェクトの立上げを成し遂げた。1995年に同氏は、国際部門の部長代理に任命され、その後主要なプロジェクト担当部長を務めた。かかる職務で同氏は、EDFのIPPに対する投資事業（特に中国、メキシコ、ベトナムおよびラオ

ス)の発展に、貢献した。また、1998年のLondon Electricityの買収を含むポーランド、スイスおよび英国の会社の買収にも貢献した。1999年に同氏は、企業財務部門の部長に任命され、2000年には、戦略および財務業務担当部長に任命された。2002年2月、英国のLEグループの会長兼最高経営責任者に任命され、Seaboardの買収およびSeaboardと旧London Electricityおよび英国東部電力網との統合を指揮し、2003年にEDF Energyを設立した。2008年および2009年の英国最大の原子力発電事業者であるBritish Energyの買収および統合によって、EDF Energyは、英国の電力市場における主要事業者かつ最大の発電・配電業者となった。2010年に、同氏はEDF Energyの配電網事業の処分遂行の管理を行った。同氏はヒンクリー・ポイントCを第1目標に、英国におけるEDFの新規原子力プロジェクトの開発の陣頭指揮を執った。現在、EDF Energyの最高経営責任者を務めており、2015年3月からEDFグループの上級執行副社長に就任している。

シモーネ・ロッシ：48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月からシモーネ・ロッシ氏はEDFグループの上級執行副社長（国際部門担当）に就任している。

ピエール・トドロフ：59歳。ウルム高等師範学校（Ecole Normale Supérieure）および国立行政学院（Ecole 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。

フィリップ・トリオン：62歳。国立理工科大学（École Polytechnique）および国立高等鉱業学校（École Nationale Supérieure des Mines）を卒業。フィリップ・トリオン氏は、1977年にEDFでのキャリアをパリ地域部門において開始し、1999年まで社内においてブローニュ・シュル・メール配電センターの技術マネージャーならびに一般経済調査課の経済エンジニアおよび社内経済部長といった様々な役職を経験した。1992年に同氏はガール・セヴェンヌ地方におけるEDF-GDFサービス・センターの所長に就任し、5年後に発送電部門の経済およびシステム開発部長に就任した。1999年には戦略部長に、2001年には地域業務代表およびPACA地域代表に任命され、2005年にはEDF Tradingの最高経営責任者に就任した。2008年8月からは上流部門/下流部門の最適化および取引部門の部長を務めた。2015年3月よりフィリップ・トリオン氏はEDFグループの上級執行副社長（イノベーション・戦略および計画担当）に就任している。さらに同氏はEDF Tradingの取締役会会長でもある。

グザヴィエ・ウルサ：50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年まで水力学工部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力学工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、上級執行副社長（新規原子力発電所およびエンジニアリング担当）に就任している。同氏はまた、ONEMA（フランス国家水域環境局）、EDF Énergies NouvellesおよびEDF Norte Fluminenseの取締役、フランス国家水資源委員会の委員ならびに世界水会議の理事を務めている。

(3) 理事会の構成員ならびに経営幹部についての家族関係、有罪判決、利益相反および業務契約の不存在
家族関係の不存在

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。

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（ ）詐欺の有罪判決を受けた者、（ ）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（ ）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。

利益相反

EDFの認識する限り、2017年3月6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55（1）（ ）取締役の責任および義務」を参照。）。

当社の取締役（「第54（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54（4）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。

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

取締役による株式所有

2016年12月31日現在、当社の取締役は合計3,703株の株式を保有している。以下の表は、2016年12月31日現在において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 EDF株式数
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	259
フィリップ・クルゼ	210
ブルーノ・ラフォン	171
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,807
マリー・エレヌ・メイリン	28
ローランス・パリゾ	100
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	1,090
マキシム・ヴィロタ ⁽¹⁾	38
合計	3,703

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2016年12月31日現在、シャボティ氏、ルプティ氏、ルソー氏、アペール氏、レシュヴァン氏、レヴィ氏、マナン氏、マセ氏、リニャック氏およびヴィアル氏のいずれもEDFの株式を保有していない。

2015年12月31日現在、当社の取締役は合計3,359株の株式を保有している。以下の表は、2015年12月31日現在において取締役が個人的に保有していたEDF株式数の内訳を示したものである。

	2015年12月31日現在 EDF株式数
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	229
フィリップ・クルゼ	200
ブルーノ・ラフォン	150
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,748
マリー・エレヌ・メイリン	33
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	965
マキシム・ヴィロタ ⁽¹⁾	34
合計	3,359

(1) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) 直接またはミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2015年12月31日現在、シャボティ氏、ルプティ氏、パリゾ氏、アペール氏、レシュヴァン氏、レヴィ氏、マナン氏、マセ氏、リニャック氏、ヴィアル氏およびヴァラン氏のいずれもEDFの株式を保有していない。

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（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か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、管理者取引に関する2016年3月10日付欧州委員会施行規則（EU）第2016/523号、MAR第4条に基づく提出の期限、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日付欧州委員会施行規則（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、内部情報の適切な開示および内部情報の開示延期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。

2016年9月12日のローランス・パリゾ氏による1株当たり11.48ユーロの当社株式100株（合計1,148ユーロ）の取得を除き、2016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

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2016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。

（ ） 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⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2016事業年度	2015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 ⁽²⁾	-	-
事業年度中に受け取った無償株式評価 ⁽²⁾	-	-
合計	452,868	452,868

(1) AMF役職勧告2009-16の表1。

(2) 「第5 4 (5) 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。

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬の概要⁽¹⁾

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2015事業年度および2016事業年度に係るすべての種類の報酬を表している。

(単位：ユーロ)	2016事業年度		2015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 (会長兼最高経営責任者)				
固定報酬	450,000	450,000	450,000	497,368 ⁽²⁾
変動報酬	-	-	0	0
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-
取締役報酬	-	-	-	-
現物給付 ⁽³⁾	2,868	2,868	2,868	2,868
合計	452,868	452,868	452,868	500,236

(1) AMF役職勧告2009-16の表2。

(2) 2014事業年度に支払うべき報酬および2015年に支払われた報酬を含む。

(3) 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。

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。

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2016事業年度の報酬

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は2016年2月15日に開催された会議において、2016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ユーロに設定することを決定した。

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に対する現在の報酬の原則および基準を据え置くことならびに1953年8月9日付命令により規定されている限度額に応じて、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ユーロに設定することを取締役に勧告した。

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。

商法第L.225-37-2条に基づき、常務取締役の報酬方針は各年の年次株主総会にて決議案として提出されなければならない。これは2017年5月18日に開催され、かかる報酬方針が承認された株主総会から適用されている。

(ハ) その他の報酬項目

2016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、2016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

会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	雇用契約	補足的年金制度	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
			あり	なし	
ジャン・ベルナル・レヴィ (会長兼最高経営責任者)	なし	なし	あり	なし	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、以後四半期毎に総額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。

() 取締役の報酬総額

2016事業年度中、取締役の任務に対して支払われた特別報酬はなかった。

以下の表は、2015事業年度と2016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。

(単位：ユーロ)	2016年 ⁽¹⁾	2015年 ⁽²⁾
2016年12月31日現在在任中の取締役		
オリヴィエ・アペール ⁽³⁾	39,556	15,642
フランス政府予算に組み入れられた報酬	30,889	14,192
フィリップ・クルゼ	50,167 ⁽³⁾	46,479
ブルーノ・ラフォン	45,889 ⁽⁴⁾	48,245
ブルーノ・レシュヴァン	38,333	15,642
フランス政府予算に組み入れられた報酬	38,333	15,642
マリー・クリスティーヌ・ルブティ	49,944	16,819
フランス政府予算に組み入れられた報酬	49,944	16,819
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	87,500 ⁽⁵⁾	39,422
クリスチャン・マセ	37,722	15,054
フランス政府予算に組み入れられた報酬	37,722	15,054
ローランス・パリゾ	53,222 ⁽⁶⁾	16,231
クレール・ブディニ ⁽⁷⁾	2,722	n.a.
ミシェル・ルソー ⁽⁸⁾	n.a.	n.a.
フランス政府予算に組み入れられた報酬	n.a.	n.a.
マルタン・ヴィアル	22,333	n.a.
フランス政府予算に組み入れられた報酬	22,333	n.a.
合計	427,389	213,534

n.a. = 該当なし。

(1) 2015年度下半期および2016年度上半期。

(2) 2014年度下半期および2015年度上半期。

(3) ワークグループのメンバーとしての報酬10,000ユーロを含む（「第5 5（1）（ ）2016年度における取締役会の活動」を参照。）。

(4) ワークグループのメンバーとしての報酬10,000ユーロを含む（「第5 5（1）（ ）2016年度における取締役会の活動」を参照。）。

(5) ワークグループ長としての報酬40,000ユーロを含む（「第5 5（1）（ ）2016年度における取締役会の活動」を参照。）。

- (6) ワークグループのメンバーとしての報酬10,000ユーロを含む(「第5 5(1) () 2016年度における取締役会の活動」を参照。)。
- (7) 2016年5月12日より取締役。
- (8) 2016年9月30日より取締役。

(単位：ユーロ)	2016年	2015年
2016年事業年度現在任期が満了している取締役		
ジェラルド・マナン ⁽¹⁾	40,778	15,642
フランス政府予算に組み入れられた報酬	28,544	10,950
フィリップ・ヴァラン ⁽²⁾	7,333	14,466
合計	48,111	30,108

(1) 2016年7月28日に任期が満了した取締役。

(2) 2016年5月12日に任期が満了した取締役。

実際の2015年12月31日に任期が満了した取締役に支払われた2015年の取締役報酬の総額は、67,413ユーロであった。

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勧告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。フランス政府の勧告を受け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 - 条に基づき導入された2014年12月18日付命令は、これら取締役が受け取るべき報酬の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およびエネルギー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。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、会議の種類(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)によって変動する係数を適用することによって設定される。取締役会議への出席には係数2、委員長が委員会に出席した場合には係数2、さらに、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。2016年5月12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EDFによるAREVA NPの事業に対する独占的支配権の取得に関して2015事業年度および2016事業年度に行った業務(「第5 5(1) () 2016年度における取締役会の活動」を参照。)についての報酬として、取締役報酬の年間予算を増額し、2016事業年度については510,000ユーロとすることを承認した。取締役会は、総額40,000ユーロを社外取締役のワークグループ長に、総額10,000ユーロをワークグループの各メンバーに分配することを決定した。

2017年5月18日に開催された株主総会では、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年および2017年に行った業務(「第5 5(1) () 2016年度における取締役会の活動」を参照。)についての報酬として、2017年に取締役に割り当てられる取締役報酬の年間予算を500,000ユーロに設定することが提案された。取

取締役会は、2017年5月18日に開催された株主総会による承認を受けて、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。2011年6月22日に取締役会が採用した上記の取締役報酬の配分に関する規定については他に変更はない。

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】

コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF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に由来し、特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類、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号ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用を指し、本書記載の内容は特に、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） 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（「第5 5（１）（ ）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）（ ）（イ）報酬の設定条件」を参照。）または
- ・業務執行管理の方法（「第5 5（１）（ ）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。）

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 ⁽¹⁾	当社の状況	説明	本書における 関連箇所
執行役員が出席しない取締役会 勧告10.3：「執行役員が出席しない会議を毎年開催すべきである。」	2016年において、会長兼最高経営責任者が出席しなかった取締役会はない。	現在の取締役会内部規則において、この種の会議を義務付ける規定はない。しかし、取締役会内部規則の次回改訂版を作成する際に、かかるオプションを再検討する可能性がある。	「第5 5（１）（ ）2016年度における取締役会の活動」を参照。
取締役会の時期をずらした再任 勧告13.2：「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一斉交代は、2014年8月20日付政令により、もはや義務ではなくなったものの、当社は、取締役会の時期をずらした再任を実施していない。	当社は、取締役の任期を4年に短縮する目的で、2014年11月21日開催の株主総会において定款を改正した。取締役の時期をずらした再任について、当社はこれを選択することができるようになった。2016年5月12日開催の株主総会では、クレール・ブディニ氏が任命され、同氏の任期は他の取締役の任期とずれている。	「第5 5（１）（ ）取締役の在任期間」を参照。

執行役員の任期 勧告18.2：「執行役員は、（中略）上場企業において新たな管理職を受任する前に、取締役会の意見を求めるべきである。」	取締役会内部規則には、上場企業において新たな管理職を受任する前に、会長兼最高経営責任者が取締役会の意見を求めなければならない旨の規定は含まれていない。	会長兼最高経営責任者による新たな管理職の受任は、フランス商法およびAFEP-MEDEF規約に基づく任期年数の制限の規定に従う場合、個人的な状況および個人的な判断に服するものである。	「第5 4（1） 取締役会の構成員」を参照。
取締役による当社株式の保有 勧告19：「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。」	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。	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。	「第5 4（5）（ ）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。

企業の役員に対する株式の保有義務 勧告22：「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。」	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。	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。	「第5 4 (5) () 会長兼最高経営責任者の報酬総額」、「第5 4 (5) スtock・オプション - 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。
取締役報酬の配分に関する規則 勧告20.1：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務のレベルおよび取締役が職務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) () 取締役の報酬総額」を参照。

(1) 2016年11月に改正された規約。

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) コーポレート・ガバナンス規約」を参照。)。

() 取締役の在任期間

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おい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、取締役会の構成員と同じ任期で任命される。

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、その任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。

() 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為すること、利益相反(「第5 4(3) 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、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。

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。

各取締役は、具体的には当社定款、取締役会および委員会の内部規則、証券取引倫理規約(「第5 4(4) 当社株式の取引」を参照。)、グループ倫理および法令遵守政策、グループ企業責任方針、コーポレート・ガバナンスに関するAFEP-MEDEF規約ならびにコーポレート・ガバナンス高等委員会(HCGE)の実行手引書からなる、定期的に更新される取締役の手引書を受領する。

() 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、候補者面談ならびに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(「第5 5(1) ()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。

() 取締役会の権限および義務

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。

取締役会内部規則に従い、取締役会は、以下の取引を承認する独占的権限を有する。

- ・ 350百万ユーロを上回る、当社の財務上のエクスポージャーを伴う外部的・内部的成長または売却の取引。当社の戦略的方针に一致しない買収については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。当社が独占的に支配する企業によりこれらと同様の取引が実行される場合は、取締役会による事前承認を要し、同様の基準に従う。
- ・ 1 プログラムにつき350百万ユーロを上回る、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取引およびプログラム。
- ・ 200百万ユーロを上回る不動産取引。
- ・ 各年において取締役会の特別決定により定められる金額を上回る、一定の金融取引。2016事業年度において、取締役会は、以下の基準を設定した。

() 担保金、裏書きまたは保証金につき承認する金額の総額として1.5十億ユーロ（会長兼最高経営責任者は、当社のためにまたは当社の支配する企業により許可された、100百万ユーロを上回るこの種類のすべての取引について取締役会に報告する。）、および

() 15十億ユーロで設定された世界規模での年間限度額に基づき、特定の金融取引の額面単価につき5十億ユーロ。

取締役会は、2017年についても同様の権限を維持することを決定した。

- ・ 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。）の契約（財政的責任を伴うか否かを問わず、供給品、製品またはサービスに関するもの）。取締役会は、承認した契約につき締結された改訂契約で、それにより当初契約の金額が30%超または350百万ユーロ超増額されるものについても報告を受ける。
- ・ 年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社が独占的に支配する企業が締結した、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（5 TWh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。）。
 - 炭素および二酸化炭素については250百万ユーロ。
- ・ 核燃料サイクルの初期工程および最終工程の運営に関連する戦略。
- ・ ガスの購入に関連する戦略。
- ・ 核燃料サイクルの廃棄処分または最終工程に関連する義務の委譲を伴う取引。
- ・ 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、資産割当戦略、資産の質および金融仲介業者の選定方法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5 5（1）（ ）原子力監視委員会」を参照。）。取締役会は、市場リスク、相手方リスクおよび流動性リスクの限度を定める。

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審議し、フランス労働法第L.2323-10条に従い、EDF中央企業委員会との協議を目的として策定する当社の戦略目標を毎年定める。

() 取締役の独立性の審査

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。

2017年1月13日開催の合同会議で、倫理委員会および任命報酬委員会は、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、2017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・バリゾ氏、クレール・プディニ氏、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、倫理委員会および任命報酬委員会は、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2016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送り状および請求書に基づく。）ならびに定性調査（関係の種類および継続性、当該企業における取締役の役職、経済的依存性ならびに独占権等に基づく。）を行った。取締役会は、当グループの顧客および供給業者の順位に基づき、特に、これらの企業が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しないと分析した。かかる分析に基づき、社外取締役と分類した各取締役に關して重大な業務上のつながりが存在しないと結論を下した。

2017年3月6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) 取締役会の構成員」を参照。）。

() 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、倫理委員会が毎年、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、倫理委員会がこれを監督している。

年次審査

2015年、取締役に送付する前に倫理委員会が精査した詳細な質問表により、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、特に以下の内容を対象とする。

- ・取締役会会議および委員会会議の開催（回数および時間、書類の送付期限等）
- ・取締役会および委員会の専門分野および作業方法（議論の構成および質、決定事項のフォローアップ）
- ・取締役会の構成員
- ・取締役会と会長および経営幹部との関係
- ・取締役が利用可能な情報

2015年の結果は、2015年12月8日の倫理委員会の審査を経て2015年12月9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。取締役は、特に説明および議論の質ならびに各委員会の業務が、議決権行使に必要な情報をもたらしていると考えていた。会議の回数および時間、業務プログラムならびに会長兼最高経営責任者と取締役会との間の権限の均衡は、満足のいくものとみなされた。取締役は、会長兼最高経営責任者およびその他の当社経営陣との接触の機会を十分に有していると考えた。特に、2015年において戦略を中心に扱った年次セミナーが開催されたことを高く評価し、また、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の一環として行われた社外取締役のワークグループによる業務（「第5-5(1) () 2016年度における取締役会の活動」を参照。）を有益と考えた。

改善すべき分野として認められたものは、主として、特定の問題についての審議に取締役会が要する時間および取締役会の構成に係るものであった。したがって、倫理委員会は、次の提案を取締役に提出した。すなわち、記載された期待事項を考慮して、説明と議論のよりよいバランスの確保を目的として説明の時間の短縮を2016年度の実績および各委員会の業

務プログラムに加えること、および法律に従い、特に2017年度に取締役会における女性の比率を40%とし（場合により）社外取締役の増員を図ることを目標として、取締役会の構成を見直すことを提案した。かかる提案は、2016年において監視され、実行された（「第5 5（1）（ ）取締役の独立性の審査」および「第5 4（1） 取締役会の構成員」を参照。）。

3 か年審査

2013年に実施された前回の外部審査と同様に、2016年の審査は、倫理委員会の監視のもと、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年末から2017年の初めに実施され、専門企業および倫理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が初めて実施された。

2017年3月6日現在、かかる3 か年審査は今もなお進行中である。

（ ） 取締役への情報提供および研修

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、資金状態およびコミットメントの情報ならびに核燃料の購入のため当社が承認した契約に関する財務上の貸借対照表、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評価、販売方針、調達および外注に関する方針、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。

2 つの取締役会の間に発生した当社に関連する主要な事象および取締役会が行った決定の監視について、取締役に報告される。

取締役は、上記により得た情報を、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。

さらに、複雑な事案または戦略的に重要な主要事象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、従業員により選任された取締役は、企業経営および当社固有の産業上および運営上の特性について研修を受けるが、それは他の取締役にも適用される可能性がある。

（ ） 2016年度における取締役会の活動

当社取締役会は、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。

2016事業年度において、当社取締役会は15回招集され、委員会会議は取締役会の準備のために27回開かれた。また、取締役は、1 日限りの戦略的セミナーのために1 回招集された。

各取締役会の時間は平均3 時間で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

取締役会における取締役の平均出席率は、2016年は92.8%であった。

2016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、当グループの財務推移、英国におけるシンクリー・ポイント敷地のEPR 2 基の建設に係るプロジェクト、900MW発電所の減価償却期間を50年間に延長したことに関連する課題、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、フェッセンハイム発電所に関連する補償契約書案についてのフランス政府との協議、EDFによるRTE資本における株式持分49.9%の売却に係るプロジェクト、英国における原子力発電所（ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2 およびトーンズ）の耐用年数の延長に関する投資プログラム、EDF Internationalによるハンガリーの子会社であるEDF Démász Zrtの売却、Linkyプロジェクトの展開およびその第2 段階の開始の進捗状況、EDF Tradingの石炭および輸送事業の削減に係るプロジェクト、当グループのガス戦略および調達戦略、フランス労働法第L.2323-10条に従ってEDF中央企業委員会により提案された代替の戦略目的（2015年の協議）に対する取締役会の対応、中央企業委員会との2016年の協議を踏まえたEDFの戦略目標、2015年12月に中央企業委員会によって導入された経済的警告権に対するEDFの対応、法定監査人によるサービス提供およびその非監査業務のネットワークに関する監査委員会による事前承認の手続、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。

取締役会は、フラマンビルおよび台山（中国）のEPRプロジェクトの進捗状況、AREVAの発電所における製造品質の問題およびかかる問題が原子力発電量の推移に及ぼす影響、または上昇するエネルギーの卸売市場価格を背景とする原子力発電所もしくは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）制度の現状に関する問題等の重要な事項について報告を受けた。

最後に、取締役会は、1 日限りの戦略的セミナーにおいて、短期的な電力市場の役割および中期的な電力市場の傾向、欧州市場の規制の課題ならびに非企業用顧客の戦略等の事項について検討した。

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。

さらに、2016年6月3日、取締役会は、社外取締役（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に関する協議を監視すること、および適切な時期に審議を行うために取締役会に提出することを目的として、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、2017年1月24日の取締役会に向けてフランス政府とEDFの間の和解契約書案に関する意見を提出し、かかる取締役会ではこの事項について検討した。

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、倫理委員会および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。

2017年3月6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・ベルナール・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルブティ氏
- ・原子力監視委員会については、フィリップ・クルゼ氏
- ・倫理委員会については、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・財政総合統制部長は、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。その会議時間により、議題項目の徹底した検討および審議が可能となる。

取締役会内部規則は、各委員会によって検討された事項の審議に関する取締役会および上記委員会の会議との間の期間の最低就労時間を3日間と規定しているが、いつでも開催することができる任命報酬委員会の会議を除く。

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または取締役会に事前報告をしなければならない。

() 監査委員会

機能および構成員

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もと遂行する。フランス商法第L.823-19条に、監査委員会のうち最低1人以上は、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特に規定されている。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規定されている。

監査委員会は、フランス政府の推薦で株主総会により任命された取締役であるマリー・クリスティーン・ルプティ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された社外取締役としてコレット・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、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、クリスチャン・タクシル氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。したがって、監査委員会は、社外取締役の比率を算定する場合（すなわち従業員を代表する取締役を除く。）、4名のうち3名が社外取締役であり、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。

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、会長兼最高経営責任者を含まない。

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、通知書を取締役会に提出した。2014年12月10日開催の取締役会において、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、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。

監査委員会は、2016年において8回開催された。委員の平均出席率は87.5%であった。各委員会の時間は平均3時間で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

フランス商法第L.823-19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、内部統制プロセスの構築および評価ならびにコーポレート・ガバナンス、内部統制およびリスク管理手続に対する取締役会会長の年次報告の草案）
- ・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）（ ）取締役会の権限および義務」を参照。）
- ・アナリストによる当グループに対する見解の変更
- ・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、強制適用される基準枠、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。

2016年の活動

2016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、2017年度予算および2017年-2020年中期計画、2016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、内部監査概略報告および監査プログラム、既存の原子力発電所の予算およびگران・カレナージュ（*Grand Carénage*）計画の財務面ならびにフランスにおける900MW発電所の減価償却期間の延長、2016年の財務管理および金融リスク統制に関する契約、法定監査人による非監査業務の提供およびそのネットワークに関する承認手続ならびに当グループのオフ・バランスシートのコミットメントを審査した。監査委員会は、取締役会による最終投資の決定前に、特にヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する会議を2回開催した。さらに2016年度最終四半期において監査委員会は、2017年から2022年までを任期とする法定監査人の任命に関する入札手続の開始に参加し、また2017年2月10日には、2017年2月13日の取締役会に対して、2017年5月18日に開催された株主総会の終了時に任期が満了した法定監査人の再任に関する勧告を行った。

監査委員会は、必要に応じて外部の専門家を雇用することができる。監査委員会は、2016事業年度中においてかかるオプションを行使しなかった。

（ ） 原子力監視委員会

機能および構成員

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、株主総会により任命された社外取締役であるフィリップ・クルゼ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された取締役としてマリー・クリスティヌ・ルブティ氏、ミシェル・ルソー氏（2016年11月3日から）およびオリヴィエ・アペール氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。

NCMCは、2016年において3回開催された。委員の平均出席率は100%であった。各委員会の時間は平均2時間20分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

原子力監視委員会は、原子力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発表すること、ならびに専用資産の構成および管理ならびにその金融リスクの統制のための方針に当社が構築した資産の管理を確実に適合させることを課せられている。この目的を達成するために、同委員会は、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、かか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。

2016年の活動

原子力監視委員会は、2016年において、とりわけ、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、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、長期の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、原子力コミットメントの割引率、ならびに専用資産ポートフォリオへの投資の決定および見通しについて審議した（「第23（2）（ ）（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。）。

() 戦略委員会

機能および構成員

戦略委員会は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された取締役であるローランス・パリゾ氏、オリヴィエ・アペール氏およびクリスチャン・マセ氏、フランス政府を代表する取締役としてマルタン・ヴィアル氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレーヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、ジャン・ポール・リニャック氏およびクリスチャン・タクシル氏である。

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。

戦略委員会は、2016年において5回開催された。委員の平均出席率は97.8%であった。各委員会の時間は平均2時間20分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的決定、特に、戦略的参照システム、産業および営業の方針、公共サービス契約（「第23（3）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、研究開発方針、ならびに取締役会の承認が必要となる内部的・外部的成長または売却に係るプロジェクトについて、取締役会に意見書を提出する。

2016年の活動

2016年において、戦略委員会は、特に英国におけるヒンクリー・ポイント敷地におけるEPR2基の開発に係るプロジェクト、第3世代の平均出力の原子炉に関する当グループの戦略的協議、持続可能なモビリティ戦略および貯蔵、研究開発方針、EDFのコミュニケーション戦略および意見、黄色および緑色の規制販売料金の廃止に関連する商業戦略、2017年-2020年中期計画の戦略的内容および基本的前提、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2016年の戦略目標、ならびにEDF Tradingの石炭および輸送事業の削減計画の進捗状況について検討した。また、当グループに影響を及ぼす可能性のある原子力発電の課題に関して、原子力安全当局の局長との有益な会議が行われた。

() 倫理委員会

機能および構成員

倫理委員会は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命されたクレール・プディニ氏（2016年6月3日から）およびブルーノ・レシュヴァン氏、ならびに従業員により選任された取締役であるクリスティーヌ・シャボティ氏、マリー・エレーヌ・メイリン氏およびジャッキー・ショラン氏である。

倫理委員会は、2016年に6回開催された（任命報酬委員会との2回の合同会議を含む。）。委員の平均出席率は88.9%であった。各委員会の時間は平均1時間10分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

倫理委員会は、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。倫理委員会は、EDFのメディエーターの年次報告書について検討する。倫理委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能について審査を行っている。また、3年に1回、取締役会およびその委員会の取組みに関する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55（1）（ ）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兼最高経営責任者によって報告された利益相反の状況について意見を発表することができる。

2016年の活動

2016年において、倫理委員会は、特に当グループの倫理戦略および2015年の倫理報告書、EDFの企業責任に関するコミットメント、職業上の平等および同一賃金に関する方針、当グループの安全衛生方針、EDFグループのメディエーターによる2015年の報告書および顧客満足調査の結果、ならびに当グループの倫理・コンプライアンス部門の設置ならびに活動および取組みの展開の進捗について検討した。さらに同委員会は、取締役会の3か年審査の開始およびその実施責任者である外部のサービス提供者を選定するために行われた入札に携わった。最後に同委員会は、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（2016事業年度の初めに在職していた取締役の状況および2016年5月12日に開催された株主総会で提案されたプディニ氏の任命を目的とした同氏の状況についての検討）するために任命報酬委員会との合同会議を2回開催した。

() 任命報酬委員会

機能および構成員

任命報酬委員会は、株主総会により任命された社外取締役であるブルーノ・ラフォン氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏、フランス政府の代表であるマルタン・ヴィアル氏および従業員により選任された取締役であるマキシム・ヴィロタ氏である。

任命報酬委員会は、社外取締役が委員長を務め、AFEP-MEDEF規約の勧告に従って社外取締役の比率を算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）、3名のうち2名が社外取締役であり、1名が従業員を代表する取締役であるため、過半数が社外取締役で構成される。

任命報酬委員会は、2016年に5回開催された（倫理委員会との2回の合同会議を含む。）。委員の平均出席率は95%であった。各委員会の時間は平均30分未満であった。

任務

任命報酬委員会は、内部規則に従い、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して提案を提出する。同委員会は、経済財政担当大臣およびエネルギー担当大臣からの承認を得るために、会長兼最高経営責任者の報酬につき、会長兼最高経営責任者の給与、変動報酬（変動報酬部分の決定のため用いられる基準および定めた目標と比較した達成業績の評価）ならびに周回の報酬に関して意見書を提出する。同委員会はまた、取締役会がかかると報酬について協議し決定するために、かかる意見書を取締役会にも提出する。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。

任命報酬委員会は、必要に応じ、最高経営責任者代理の報酬を審査する。同委員会は、その承認を得るために経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して提言書および意見書を提出し、また取締役会による報酬の協議および決定のために、かかる提言書および意見書を取締役会に対して提出する。

同委員会は、取締役報酬の配分にあたっての金額および条件だけでなく、主要執行役員の報酬を定めるための条件（固定給および変動報酬、算出方法および指数化）について検討し、取締役会に意見書を提出する。また、執行委員会の職位の承継計画を図にしたものを確実に保持するようにする。

2016年の活動

2016年において、任命報酬委員会は、特に2016事業年度の会長兼最高経営責任者の報酬ならびに辞任したヴァラン氏およびマナン氏のそれぞれの後任者であるクレール・プディニ氏およびミシェル・ルソー氏の任命について検討し、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（2016事業年度の初めに在職していた取締役の状況および2016年5月12日に開催された株主総会で提案されたプディニ氏の任命を目的とした同氏の状況についての検討）するために倫理委員会との合同会議を2回開催した。

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。

2017年3月6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】

【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

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)	%
監査：				
法定監査、証明、会社会計および連結 会計の監査				
EDF	3,701 (458,739)	21.8	3,535 (438,163)	26.0
完全連結子会社	6,787 (841,249)	40.0	8,639 (1,070,804)	63.7
小計	10,488 (1,299,988)	61.8	12,174 (1,508,967)	89.7
非監査サービス：				
EDF	1,973 (244,553)	11.6	448 (55,530)	3.3
完全連結子会社	4,507 (558,643)	26.6	951 (117,876)	7.0
小計	6,480 (803,196)	38.2	1,399 (173,406)	10.3
合計	16,968 (2,103,184)	100	13,573 (1,682,373)	100

2015年の監査報酬

以下の表は、2015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)	%
監査：				
法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	3,681 (456,260)	22.5	3,623 (449,071)	25.9
完全連結子会社	7,574 (938,797)	46.2	8,309 (1,029,901)	59.4
小計	11,255 (1,395,057)	68.7	11,932 (1,478,971)	85.3
非監査サービス：				
EDF	1,771 (219,515)	10.8	713 (88,376)	5.1
完全連結子会社	3,353 (415,604)	20.5	1,341 (166,217)	9.6
小計	5,124 (635,120)	31.3	2,054 (254,593)	14.7
合計	16,379 (2,030,177)	100	13,986 (1,733,565)	100

【その他重要な報酬の内容】

「第5 5(2) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

【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) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

【監査報酬の決定方針】

「第5 5(2) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

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、2017年5月31日現在の株式会社三菱東京UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝123.95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	2016年度		2015年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	71,203	88,256	75,006	92,970
購入燃料およびエネルギー費用	8	(36,050)	(44,684)	(38,775)	(48,062)
その他の対外費用	9	(8,902)	(11,034)	(9,526)	(11,807)
人件費	10	(12,543)	(15,547)	(12,529)	(15,530)
法人所得税以外の税金	11	(3,656)	(4,532)	(3,641)	(4,513)
その他の営業収益および営業費用	12	6,362	7,886	7,066	8,758
減価償却費および償却費控除前営業利益		16,414	20,345	17,601	21,816
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		(262)	(325)	175	217
減価償却費および償却費（純額）	22.2	(7,966)	(9,874)	(9,009)	(11,167)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額		(41)	(51)	(102)	(126)
（減損）/戻入	13	(639)	(792)	(3,500)	(4,338)
その他の収益および費用	14	8	10	(885)	(1,097)
営業利益		7,514	9,314	4,280	5,305
総金融負債に係る費用	15.1	(1,827)	(2,265)	(1,994)	(2,472)
割引の影響	15.2	(3,417)	(4,235)	(2,812)	(3,485)
その他の金融収益および費用	15.3	1,911	2,369	2,218	2,749
金融損益	15	(3,333)	(4,131)	(2,588)	(3,208)
連結会社の税引前利益		4,181	5,182	1,692	2,097
法人所得税	16	(1,388)	(1,720)	(483)	(599)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	23	218	270	192	238
グループの純利益		3,011	3,732	1,401	1,737
EDFの純利益		2,851	3,534	1,187	1,471
非支配持分に帰属する純利益		160	198	214	265
1株当たり利益（EDF持分）：	17	ユーロ	円	ユーロ	円
1株当たり利益		1.15	143	0.32	40
希薄化後1株当たり利益		1.15	143	0.32	40

連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)

	2016年度			2015年度		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
グループの純利益	2,851	160	3,011	1,187	214	1,401
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)	318	-	318	(703)	-	(703)
関連する税効果	(116)	-	(116)	214	-	214
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	21	-	21	(103)	-	(103)
売却可能金融資産の公正価値の変動	223	-	223	(592)	-	(592)
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)	290	26	316	(600)	(5)	(605)
関連する税効果	268	(8)	260	(14)	2	(12)
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	(15)	-	(15)	(3)	-	(3)
ヘッジ手段の公正価値の変動	543	18	561	(617)	(3)	(620)
換算調整—被支配企業	(2,755)	(380)	(3,135)	1,199	159	1,358
換算調整—関連会社および共同支配企業	43	-	43	426	-	426
換算調整	(2,712)	(380)	(3,092)	1,625	159	1,784
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	(1,946)	(362)	(2,308)	416	156	572
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)	468	93	561	1,009	(9)	1,000
関連する税効果	(175)	(16)	(191)	(153)	1	(152)
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	(352)	-	(352)	35	-	35
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(59)	77	18	891	(8)	883
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(59)	77	18	891	(8)	883
自己資本直入損益合計	(2,005)	(285)	(2,290)	1,307	148	1,455
連結包括利益	846	(125)	721	2,494	362	2,856

(単位：億円)

	2016年度			2015年度		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
グループの純利益	3,534	198	3,732	1,471	265	1,737
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)	394	-	394	(871)	-	(871)
関連する税効果	(144)	-	(144)	265	-	265
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	26	-	26	(128)	-	(128)
売却可能金融資産の公正価値の変動	276	-	276	(734)	-	(734)
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)	359	32	392	(744)	(6)	(750)
関連する税効果	332	(10)	322	(17)	2	(15)
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	(19)	-	(19)	(4)	-	(4)
ヘッジ手段の公正価値の変動	673	22	695	(765)	(4)	(768)
換算調整—被支配企業	(3,415)	(471)	(3,886)	1,486	197	1,683
換算調整—関連会社および共同支配企業	53	-	53	528	-	528
換算調整	(3,362)	(471)	(3,833)	2,014	197	2,211
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	(2,412)	(449)	(2,861)	516	193	709
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(2)	580	115	695	1,251	(11)	1,240
関連する税効果	(217)	(20)	(237)	(190)	1	(188)
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	(436)	-	(436)	43	-	43
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(73)	95	22	1,104	(10)	1,094
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(73)	95	22	1,104	(10)	1,094
自己資本直入損益合計	(2,485)	(353)	(2,838)	1,620	183	1,803
連結包括利益	1,049	(155)	894	3,091	449	3,540

- (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

	注記	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資 産					
のれん	18	8,923	11,060	10,236	12,688
その他の無形資産	19	7,450	9,234	8,889	11,018
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	20	53,064	65,773	51,600	63,958
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	21	7,616	9,440	7,645	9,476
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	70,573	87,475	71,069	88,090
関連会社および共同支配企業に対する投資	23	8,645	10,715	11,525	14,285
非流動金融資産	36	35,129	43,542	35,238	43,678
その他の非流動債権	26	2,268	2,811	1,830	2,268
繰延税金資産	16.3	1,641	2,034	2,713	3,363
非流動資産		195,309	242,086	200,745	248,823
棚卸資産	24	14,101	17,478	14,714	18,238
営業債権	25	23,296	28,875	22,259	27,590
流動金融資産	36	29,986	37,168	27,019	33,490
当期税金資産		183	227	1,215	1,506
その他の流動債権	26	10,652	13,203	8,807	10,916
現金および現金同等物	37	2,893	3,586	4,182	5,184
流動資産		81,111	100,537	78,196	96,924
売却目的保有に分類された資産	46	5,220	6,470	-	-
資産合計		281,640	349,093	278,941	345,747
	注記	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
自己資本および負債					
資本金	27	1,055	1,308	960	1,190
EDFの純利益および連結剰余金		33,383	41,378	33,789	41,881
自己資本（EDF持分）		34,438	42,686	34,749	43,071
自己資本（非支配持分）	27.5	6,924	8,582	5,491	6,806
自己資本合計	27	41,362	51,268	40,240	49,877
原子力発電関連引当金—核燃料サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料	29	44,843	55,583	44,825	55,561
非原子力施設廃止引当金	30	1,506	1,867	1,447	1,794
従業員給付引当金	31	21,234	26,320	21,511	26,663
その他の引当金	28	2,155	2,671	2,190	2,715
非流動引当金	28	69,738	86,440	69,973	86,732
フランスの公共配電特別委譲負債	33	45,692	56,635	45,082	55,879
非流動金融負債	38	54,276	67,275	54,159	67,130
その他の非流動負債	35	4,810	5,962	5,126	6,354
繰延税金負債	16.3	2,272	2,816	4,122	5,109
非流動負債		176,788	219,129	178,462	221,204
流動引当金	28	5,228	6,480	5,354	6,636
営業債務	34	13,031	16,152	13,284	16,466
流動金融負債	38	18,289	22,669	17,473	21,658
当期税金負債		419	519	506	627
その他の流動負債	35	24,414	30,261	23,622	29,279
流動負債		61,381	76,082	60,239	74,666
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	46	2,109	2,614	-	-
自己資本および負債合計		281,640	349,093	278,941	345,747

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2016年度		2015年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結会社の税引前利益		4,181	5,182	1,692	2,097
減損/(戻入)		639	792	3,500	4,338
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		9,814	12,164	11,392	14,120
金融収益および費用		948	1,175	951	1,179
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		330	409	322	399
資産譲渡損益		(877)	(1,087)	(1,593)	(1,975)
運転資本の変動	43.1	(1,935)	(2,398)	132	164
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		13,100	16,237	16,396	20,323
金融費用支出（純額）		(1,137)	(1,409)	(1,252)	(1,552)
法人所得税支払額		(838)	(1,039)	(1,508)	(1,869)
2015年7月22日付の欧州委員会の決定	3.8.3	-	-	(906)	(1,123)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		11,125	13,789	12,730	15,779
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(127)	(157)	(162)	(201)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		372	461	748	927
無形資産および有形固定資産への投資	43.2	(14,397)	(17,845)	(14,789)	(18,331)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		508	630	964	1,195
金融資産の変動		(2,913)	(3,611)	(5,600)	(6,941)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(16,557)	(20,522)	(18,839)	(23,351)
財務活動：					
非支配株主との取引(1)(2)		1,368	1,696	64	79
親会社の支払配当金	27.3	(165)	(205)	(1,420)	(1,760)
非支配株主に対する支払配当金		(289)	(358)	(326)	(404)
自己株式の買入/売却		(2)	(2)	(14)	(17)
株主とのキャッシュ・フロー		912	1,130	(1,696)	(2,102)
借入債務の発行(3)		9,424	11,681	9,422	11,679
借入債務の返済		(6,176)	(7,655)	(2,336)	(2,895)
永久劣後債の持参人に対する支払額	27.4	(582)	(721)	(591)	(733)
委譲運営資産に対する受取拠出金		143	177	152	188
投資補助金		417	517	623	772
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		3,226	3,999	7,270	9,011
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		4,138	5,129	5,574	6,909
現金および現金同等物の純増加/(減少)額		(1,294)	(1,604)	(535)	(663)
現金および現金同等物の期首残高		4,182	5,184	4,701	5,827
現金および現金同等物の純増加(減少)額		(1,294)	(1,604)	(535)	(663)
為替変動の影響		102	126	(36)	(45)
現金および現金同等物に係る金融収益		20	25	13	16
組替の影響		(117)	(145)	39	48
現金および現金同等物の期末残高	37	2,893	3,586	4,182	5,184

(1) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得もしくは処分によるものである。

(2) 2016年度のこの項目は、Hinkley Point C (HPC) Holding Coの33.5%およびSizewell C Holding Coの20%のCGNへの売却に係る830百万ユーロの受取、ならびに、Hinkley Point CおよびSizewell Cの増資に対するCGNの払込みに関連する469百万ユーロを含む（注記3.2を参照）。

(3) 2016年度のこの項目は、C25（RTE株式所有会社）による社債発行2,820百万ユーロを含む（注記3.5.1を参照）。

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 (2)	金融商品の 公正価値 修正の影響 (3)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2014年12月31日現在自己資本 (再表示)(1)	930	(41)	2,724	(1,144)	32,777	35,246	5,419	40,665
自己資本計上損益	-	-	1,625	(1,209)	891	1,307	148	1,455
純利益	-	-	-	-	1,187	1,187	214	1,401
連結包括利益	-	-	1,625	(1,209)	2,078	2,494	362	2,856
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(591)	(591)	-	(591)
支払配当金	-	-	-	-	(2,327)	(2,327)	(327)	(2,654)
自己株式の買入/売却	-	3	-	-	-	3	-	3
EDFの増資(4)	30	-	-	-	876	906	-	906
その他の変動(5)	-	-	-	-	(982)	(982)	37	(945)
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(6)	95	-	-	-	1,767	1,862	-	1,862
その他の変動(7)	-	-	-	-	(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

(単位：億円)	資本金	自己株式	換算調整 (2)	金融商品の 公正価値 修正の影響 (3)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2014年12月31日現在自己資本 (再表示)(1)	1,153	(51)	3,376	(1,418)	40,627	43,687	6,717	50,404
自己資本計上損益	-	-	2,014	(1,499)	1,104	1,620	183	1,803
純利益	-	-	-	-	1,471	1,471	265	1,737
連結包括利益	-	-	2,014	(1,499)	2,576	3,091	449	3,540
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(733)	(733)	-	(733)
支払配当金	-	-	-	-	(2,884)	(2,884)	(405)	(3,290)
自己株式の買入/売却	-	4	-	-	-	4	-	4
EDFの増資(4)	37	-	-	-	1,086	1,123	-	1,123
その他の変動(5)	-	-	-	-	(1,217)	(1,217)	46	(1,171)
2015年12月31日現在自己資本	1,190	(47)	5,391	(2,917)	39,455	43,071	6,806	49,877
自己資本計上損益	-	-	(3,362)	949	(73)	(2,485)	(353)	(2,838)
純利益	-	-	-	-	3,534	3,534	198	3,732
連結包括利益	-	-	(3,362)	949	3,461	1,049	(155)	894
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(721)	(721)	-	(721)
支払配当金	-	-	-	-	(2,511)	(2,511)	(357)	(2,868)
自己株式の買入/売却	-	11	-	-	-	11	-	11
EDFの増資(6)	118	-	-	-	2,190	2,308	-	2,308
その他の変動(7)	-	-	-	-	(521)	(521)	2,288	1,768
2016年12月31日現在自己資本	1,308	(36)	2,029	(1,967)	41,352	42,686	8,582	51,268

- (1) 2014年度の公表数値は、IFRIC第21号の遡及適用の影響について再表示されている。
- (2) 2016年12月31日における換算調整の変動(2,712)百万ユーロは主に、ユーロに対する英ポンドの下落に関係している。
- (3) 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。
- (4) 2015年度における増資および発行プレミアム合計906百万ユーロは、2015年度に係る株式による中間配当の支払に関係している(注記27.3を参照)。
- (5) 2015年度における「その他の変動」は、2015年7月22日付の欧州委員会の決定の影響額を含む(注記3.8.3を参照)。

- (6) 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（注記27.3を参照）。
- (7) 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、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3.2を参照）。
- 「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5.1を参照）。

[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、2016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。

当グループの2016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、2017年2月13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、2017年5月18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2016年12月31日終了年度の連結財務諸表は、2016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、2016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 2016年12月31日現在における会計処理方法の変更

2016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、2015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2016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2016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19号の改訂「確定給付制度 - 従業員拠出」
- ・ IAS第16号およびIAS第38号の改訂「許容可能な減価償却および償却の方法の明確化」
- ・ IAS第1号の改訂「開示に関する取組み」
- ・ IFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第28号の改訂「投資企業：連結の例外の適用」
- ・ IFRS第11号の改訂「共同支配事業に対する持分の取得の会計処理」

これらの改訂の適用は、EDFグループの年次連結財務諸表に重要な影響を与えていない。

IFRS第11号の改訂「共同支配事業に対する持分の取得の会計処理」は、IFRS第3号に定義する事業に該当する共同支配事業に対する持分を当グループが新規または追加で取得する場合に、影響を及ぼす可能性がある。

1.2.2 欧州連合によって採択されたが2016年1月1日付で強制適用になっていない基準

以下の2つの新しい基準が欧州連合によって採択されており、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。

1.2.2.1 IFRS第15号—顧客との契約から生じる収益

2016年10月29日に、欧州連合はIFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」を採択した。当該基準は遅くとも2018年1月1日から適用しなければならない。欧州連合による承認を条件に、関連する改訂も、基準本体と同じ日に適用される。当グループは当該基準の早期適用を選択していない。

当グループの予備的分析により、IFRS第15号に照らした検討テーマのリストが識別された。関連する企業は契約および売上収益を主要区分ごとに分析し、また、この新基準の潜在的な影響を評価する目的で作業部会が設置された。

この予備的分析の対象企業の累積的収益は当グループの収益合計の95%に相当する。識別されたテーマについては現在検討を行っており、IFRS第15号の適用開始による影響についても現在評価を行っている最中である。

当グループの売上高に影響を及ぼす可能性のある現在までに識別されたテーマは以下の通りである。

- ・ エネルギーの引渡しによる収益の認識（代理人／本人の区別）：

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、引渡しサービスを売上収益に含めている。

IFRS第15号は、エネルギー引渡しサービスが電力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、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、第三者が実施したサービス部分も含め、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、手数料の金額のみを引渡しサービスに係る売上収益に含めることができる。

フランスでは、電力引渡しサービスは、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、IFRS第15号に基づく本人か代理人かの分析は、セグメント報告における収益の表示のみに関連する。

ただし、フランスのガス引渡しサービス、ならびにイタリア、英国およびベルギーの電力およびガス引渡しサービスは、グループ外企業により遂行されている。

- ・ 当グループが分析した他のテーマによれば、一定の国において、IFRS第15号により、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に変更が生じる可能性があるが、これは当グループの連結純利益に影響を与えないものと見込まれる。
- ・ 当グループは、他にも会計実務が変更される可能性のあるテーマを識別したが、当グループの連結純利益への影響は重要でないと見込まれる。契約の枠組みおよび当グループの事業活動の進展に応じて、当該基準が適用されるまで、分析は継続して実施される予定である。

1.2.2.2 IFRS第9号—金融商品

IASBにより2014年7月に公表され、欧州連合により2016年11月29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。この新基準は、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、この基準の早期適用を予定していない。

当グループにおけるIFRS第9号の適用および潜在的な影響

当グループは、2015年度に、IFRS第9号の潜在的な影響を評価するための分析を開始した。

新基準の適用準備には幾つかのフェーズがあるが、現段階では適用の影響の見積りを進めている。

フェーズ1は、金融資産および負債の分類および測定に関連する。

当グループの金融資産の事業モデルおよび契約上の特性の分析は、現在、最終化の局面にある。

潜在的な影響は、主に株式または債券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、保有株式、および直接管理する債券ポートフォリオに関連する。

- ・ ブタブル金融商品の定義に厳密に該当する株式または債券投資ファンド持分に関して、IFRS第9号の適用が意味するのは、従来はまず資本に計上されて後の売却時に純損益に振り替えられていた当該資産の未実現損益が、適用後は当グループの純利益に直接影響を与えるということである。
- ・ 売買目的以外で保有し、公正価値の変動をその他の包括利益（OCI）に認識する取消不能の選択を行った資本性金融商品については、IFRS第9号は、受取配当金のみを損益計算書に計上することを認めている。今後、当該商品の保有期間中にOCIに認識された未実現損益を当該商品の認識中止時に純損益に含めることはできない。当グループはいずれの選択肢を採用するかを決定していない。
- ・ 直接保有する債券ポートフォリオについては、関連キャッシュ・フローが専ら元本および関連金利に関する支払いのみから成る場合には、原則として、公正価値の変動は、「回収および売却」事業モデルの下では資本に計上し振り替えられるか、または「回収」モデルの下では償却原価で計上される。

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ポートフォリオの一部である。

フェーズ2は、金融資産の減損モデルに関連する。IFRS第9号は、予想損失（すなわち、相手方が所定の期間内に債務不履行となる確率）に基づく単一の将来予測的なモデルを導入している。このモデルは、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債券、営業債権およびリース債権に適用される。現行のIAS第39号のモデルでは、損失（債務不履行または支払遅滞）が生じた場合に引当金の認識が要求される。IAS第39号の下で減損の認識が要求されない信用リスクの低い金融資産については、12か月以内の予想損失に基づく新たなIFRS第9号の引当モデルは、IAS第39号と異なり、取引開始時からすべての金融資産に関連することから、信用リスクによる減損の増加を引き起こす可能性がある。現在までに行った作業は、信用リスクの評価規則に関連するものである。

最後に、フェーズ3は、ヘッジ会計モデル全般に関連しており、特に、適格ヘッジ手段のリストを拡充し、IAS第39号の下で過度に厳格と見られていた一部の規則を緩和することにより、ヘッジ会計を企業のリスク管理活動とより密接に合致させることを意図している。当グループは現在、これらの点が財務リスクのヘッジ戦略および文書化に与える潜在的な影響を調査している最中である。現在までの分析に基づき、連結財務諸表に対する重要な影響はないものと見込まれる。

移行日における処理

IFRS第9号により導入された分類および測定規則ならびに新たな減損モデルは、適用開始日現在の開始貸借対照表の修正を通じて遡及適用される。新基準のヘッジ会計処理方法は、主に将来に向かって適用される。

1.2.3 IASBによって公表されたが欧州連合によって採択されていない基準および改訂

当グループに適用される会計原則に関連した以下のIASB公表物は、欧州連合によって採択されていない。

- ・ IFRS第16号「リース」
- ・ IFRS第15号の改訂「IFRS第15号顧客との契約から生じる収益の明確化」
- ・ IFRS第10号およびIAS第28号の改訂「投資者とその関連会社または共同支配企業の間での資産の売却または拠出」
- ・ IAS第12号の改訂「未実現損失に係る繰延税金資産の認識」
- ・ 「開示に関する取組み」プロジェクトの一環としてのIAS第7号の改訂
- ・ IFRS第2号の改訂「株式に基づく報酬取引の分類および測定」
- ・ IAS第40号の改訂「投資不動産の振替」

欧州連合による採択を条件に、IFRS第16号「リース」は、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。この基準は、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、使用权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」に分類されたリースは、オフバランスシート項目として報告されている（注記44.1.3を参照）。

当グループは、上記の基準および改訂の潜在的な影響について、現在評価を行っている最中である。

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。

フランスの原子力発電所の会計上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。

当グループは数年間にわたり耐用年数を延長するための準備を進めてきており、2015年1月の取締役会で大筋が承認された「グラン・カレナージュ (grand carénage)」と呼ばれる業界の総点検プログラムに基づいて必要な投資を行っている。

2016年度中に、900MWシリーズの発電所の会計上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発電所について見積りの変更を行った（注記3.1「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。

これらの耐用年数は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日に従っている。

その他の見積りおよび判断の使用を伴う慎重に取り扱うべき主要な会計処理方法は以下の通りである。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。

1.3.2.1 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、稼働中の発電所の耐用年数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、2016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。

1.3.2.2 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。

2016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、2016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。

1.3.2.3 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。

1.3.2.4 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。

1.3.2.5 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。

1.3.2.6 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1.3.24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。

1.3.2.7 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。

1.3.2.8 他の企業への関与

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。

他の企業に対する持分の全体的な分析のため、当グループは、特に以下の企業の状況判定に、主として判断を用いた。

- EDFグループはRTE Réseau de Transport d'Électricitéの資本の100%を所有しているが、フランス法に組み入れられたEU指令2009/72/EC(2009年7月13日付)に沿ってRTEが統治されることとなった2010年に、EDFはRTEに対する支配(独占的ないし共同)の行使を終了した。ただし、当グループは、監査役会メンバーの3分の1を任命していることからRTEに対し重要な影響力を有する。従って、RTEはEDFグループの関連会社であり、IAS第28号(改訂後)の規定に従い持分法により会計処理されている。2016年12月31日現在、RTEとの間で進行している取引(注記3.5.1に記載)は、RTEに適用される連結方法に影響を与えない。
- 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。
- 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。

共同で支配される事業体のそれぞれにつき共同支配の取決めの適切な分類を決定するために、当グループは、パートナーが当該資産の実質的にすべての経済的便益を享受するかどうか、および負債の決済に実質的に継続して責任を負うかどうかを検討する。共同支配の取決めは、これらの条件の両方を充足する場合には共同支配事業として、それ以外の場合には共同支配企業として分類される。

1.3.2.9 その他の判断

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。

当グループが所有する一定の子会社は、当グループにとって重要でないため連結されていない。

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

性質または機能が異なる資産および負債は、区分表示される。

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に関係す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。

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。

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。

キャッシュ・フロー計算書において、営業活動に関連するキャッシュ・フローは間接法により表示されている。

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。

1.3.8 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。

IFRS第10号を適用して、支配に影響しない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。

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1.3.28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）。

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

Dalkia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後継営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に關係している。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順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に独立科目である「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・フローが現実が発生した時、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 証券化取引

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1.3.28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およびDalkia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リスクしかない、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拠出に従って、使用済燃料管理および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
- ・ 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。

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1.3.28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。
 - ・ 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。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 株式報酬

フランスにおける現在の法規制に基づき、会社またはグループの従業員は従業員割当増資の恩恵を受けることができる。会社はまた、無償株式制度を実施することもできる。

IFRS第2号に照らして、現従業員および元従業員に付与されるこれらの給付は、その会社が、付加的報酬と同様に人件費として処理し、その相手勘定を自己資本において認識しなければならない。

在職中および退職後の従業員を対象とする株式の割当により付与された給付の価額は、株式の引受価額と付与日の株価の差額を基礎として、該当する場合には、支払の条件、最低保有期間および無償株式の権利確定期間中には配当がないという事実の影響の数理計算上の評価を加味したものである。

無償株式の場合には、給付の価額は付与日の株価を基礎とし、付与された株式の数および権利確定期間中には配当がないという事実を考慮したものである。当該費用は、権利確定期間にわたり配分される。

1.3.24 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。
- ・ 取替予定資産に関する義務は、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、取替予定資産に関す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、毎年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4.2%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた4.2%で割引かれている。

以下の表は、Enedis(旧ERDF)に関する2016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）

	2016年度
営業利益	538
金融損益	(526)
連結会社の税引前利益	12

・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

(単位: 百万ユーロ、税引前)	2016年度
期首現在	1,965
期末現在	1,977

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。

1.3.25 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。

1.3.26 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。

1.3.27 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、ポーランドおよびハンガリー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1.3.24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）。

1.3.28 環境

1.3.28.1 温室効果ガス排出権

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規則的に計上される。

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。

1.3.28.2 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、ポーランド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、ポーランド）。
- ・ 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、Fenice）。

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。

1.3.28.3 省エネ証書

エネルギー効率に関するEU指令2012/27/ECを適用して、EU加盟国は2020年までに省エネ目標を達成することが求められている。これらの目標は、2005年7月13日付フランス法が導入した制度に類似した省エネ証書制度により達成することができる。

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規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。

1.3.28.4 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

2016年度の会計処理方法は、2015年度から変更されていない。

注記3．重要な事象および取引

3.1 フランス¹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。

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、2016年度に充足されたと考えている。

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有している。これはまた、国際的なベンチマークによっても確認されている。

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ている。いくつかの点が未確定ではあるが、現在、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ている。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、最初の検査開始の数か月前に発表されるASNの包括的見解が出るまでの間、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る。

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。

これらすべてに鑑み、当グループは現時点において、900MWシリーズの減価償却期間に係る最善の見積りは50年であると考えている。この会計上の見積りの変更は、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。

この会計上の見積りの変更は将来に向かって適用され、2016年12月31日現在の当グループの連結財務諸表に以下の影響を与えている。

- ・ 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1,657百万ユーロ（注記47.4を参照）を含めて原子力発電関連引当金が2,044百万ユーロ減少した（注記29を参照）。この引当金の戻入は、損益計算書には影響を与えないが、IFRIC第1号に準拠して当該資産の正味帳簿価額に配分されている（注記22.1を参照）。これ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ている。
- ・ 2016年度への影響の見積額は以下の通りである：
 - ・ 会計上の減価償却期間の10年の延長および原子力引当金の減少に対応した2016年1月1日現在の資産価額の減少の結果、減価償却費は減価償却期間40年に基づく減価償却と比べて減少し、年度の見積額は965百万ユーロとなった。
 - ・ 2016年1月1日現在の原子力引当金の減少の結果、時の経過による割引の戻入に係る費用が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に関連する収益は、42百万ユーロ減少した。
 - ・ 全体では、様々な影響により税引前利益は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。

3.2 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EPR 2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。

この重要な節目により、包括的EPR設計の査定、原子力用地の認可取得および現場作業の開始を含む10年間の計画および準備を経て、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの開発フェーズは終了した。

資金調達

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。

EDFは過半数株主にとどまる意向であり、英国政府の承認なしに建設フェーズ中にHPCの支配を移転してはならないとする英国政府の条件に留意している。EDFは他の投資者を当プロジェクトに参加させる可能性を除外していないが、今後、少なくとも50%の持分を維持する。

HPCプロジェクト向けの資金調達保証契約もまた、英国大蔵省との間で、2016年9月29日に署名された。最大20億英ポンドの第一トランシェが、一定の要件が充足された時点で調達可能となる。しかし、EDFが英国政府に表明した通り、EDFは現時点ではこの保証を利用する意図はなく、プロジェクトは、少なくとも当初は、自己資金により賄われる予定である。

投資利益率および感応度

プロジェクト費用総額は、名目で180億英ポンドと見積られている（中間利息を除く）。この投資は、少なくとも当初フェーズでは、パートナーによる資本拠出により調達される。EDFグループの持分は120億英ポンドであり、CGNの持分は60億英ポンド

である。これらの金額は偶発債務引当金を含む。最終的なプロジェクト費用がこれを下回る場合には、差額決済契約の利益分配メカニズムに基づいて利益が消費者に分配される。発電所建設のリスク、特に遅延および予算超過に伴うリスクは、投資者が負担する。

株主による自己資本コミットメント総額は、計画された180億英ポンドに加え、27億英ポンドの追加的な15%のマージンを含む。

予測IRRは約9%と見積られる。

このIRRの感応度は、12か月の建設遅延に対し約45ベシス・ポイントである。

利益保証契約：差額決済契約—CfD

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。

同日以降、HPCの発電電力の市場での販売に係る基準価格が契約上合意した行使価格に満たない場合には、発電業者が追加の支払いを受け、超える場合には発電業者がその差額を支払う。

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ており、当該取引は純利益に影響を与えない。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。

3.3 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。

3.4 AREVA NP事業の取得に関する法的拘束力を持つ契約のEDFとAREVAによる署名

EDFとAREVA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（少なくとも51%）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が20%を所有する専業会社（現Nuclear Island Common Engineering）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。当該契約の対象となる分野は、新たな原子炉の輸出販売における総合的提案（核燃料集合体および原材料）の促進、廃炉作業（方法、道具、技術等）および使用済み燃料の貯蔵（共同輸出の提案）に係る協力、第4世代原子炉に関する研究（ボイラーおよび燃料）の継続、ならびに研究開発協力などである。

2016年1月27日の会議において、EDFの取締役会は、AREVA NPの事業のEDFによる買収に関するAREVAとの協議が、2015年度下半期中に実施されたデューデリジェンス作業を受けて終了した旨の報告を受けた。

取締役会は、EDFが取得しようとする事業であるAREVA NPの資本100%¹の最終評価額25億ユーロを承認した。この金額は当該取引の完了日現在で作成される財務諸表により上方または下方修正される可能性があり、当該完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に基づいて最大350百万ユーロまでのアーンアウト支払が生じる可能性がある。

1. 金融債務の移転を含まない。

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。これは2016年度初めからの新たな展開に留意したもので、上記の3セクションには影響を与えなかった。評価額は変更されず、アーンアウト支払は最大325百万ユーロに改定された。

2016年度初めからの新たな展開は、以下の通りである。

- ・ 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 AREVA 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が負う意思のない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。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完了に必要な資源、ならびにル・クルーゾ工場で鍛造された部品に関連する一定の契約は、その期限および、現在実施中の監査の一環として進行中である関連リスクの査定に応じて、AREVA SAグループ傘下のAREVA NPに留保される。
- ・ AREVA NPは、引き続きAREVA SAの完全所有子会社であり、New AREVA 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。New AREVA NPの評価額は、引き続きAREVA NPについてEDFが確認した評価額である資本100%に対し25億ユーロである。
- ・ AREVAとEDFは、EDFがNew AREVA NPの独占的支配権を取得する前に、専業会社（現Nuclear Island Common Engineering（NICE））を設立するとの共通の意思を有する。
- ・ AREVAのル・クルーゾ工場において、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ている。すなわち、終了した契約をNew AREVA NPに移管しないこと、個別の補償および全般的な保証、EDFによるNew AREVA NPの独占的支配権の取得完了のための要件（2017年度後半の意向）であり、これはフラマンヴィル3の原子炉の一次回路テスト結果に対するASNの結論、およびル・クルーゾ、サン・マルセル、ジュモンの工場においてAREVA NPが開始した品質監査の結果によって左右される。AREVA SAは、引き続き、ル・クルーゾならびに該当する場合にはサン・マルセルおよびジュモンの工場で製造された設備の品質管理において表面化した欠陥に関する約定義務について、通常の方法で責任を負う。その目的は、重度として分類された欠陥に伴うリスクからEDFを完全に保護することにある。

この覚書の条件に従い、株式売却契約が、EDF SAと、AREVA SAおよびAREVA NPの間で署名された。この取引に係る意見が、EDFの2016年10月27日の中央企業委員会およびAREVAの2016年11月10日の中央企業委員会により表明され、当該取引は、AREVAの2016年11月10日の取締役会およびEDFの2016年11月15日の取締役会により承認された。当該契約は、全当事者により2016年11月15日に署名された。

この取引の完了は、2017年度下半期中と見込まれ、依然として以下を条件としている。

- ・ 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・クルーゾ、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

一方、AREVAとEDFは、EDFと共にNew AREVA NPの株主になることに関心を示した戦略的投資家との協議を開始した。従って、EDFの取得持分は、EDFが独占的支配権を維持しながら「最低51%」の目標まで減少する可能性がある。

3.5 処分計画

3.5.1 EDF、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurances：RTEとの長期パートナーシップに関する法的拘束力を持つ契約の署名
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¹、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。

1. 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、潜在的な補完額は最大100百万ユーロであった。

この取引の完了は、必要な認可（例えば、合併を管轄する関係当局による）が得られた時点であり、2017年度中と見込まれる。

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（現C25）に譲渡した。C25はこの取引資金の一部を、2,820百万ユーロを限度に、対外債務により調達している。

次いで、EDFは、C25の資本の49.9%をCaisse des DépôtsおよびCNP Assurancesに売却する予定である。

C25は、2016年12月31日現在、引き続きEDFの完全所有子会社であり、この取引は、C25の貸借対照表科目の49.9%が売却目的保有の資産および負債に組み替えられたこと（注記46を参照）を除き、当グループの連結財務諸表に影響を与えていない。

2016年12月19日付政令2016-1781の公表を受けて、C25の持分は、EDFの核サイクル終了費用をカバーすることを目的とした専用資産ポートフォリオに配分することが可能である。2016年12月31日現在、C25に対する持分の75.93%が専用資産に配分された（注記47.3を参照）。この取引が完了すれば、EDFのC25に対する残りの持分（50.1%）は専用資産ポートフォリオに配分される。

3.5.2 EDF：EDF Polska資産の将来の売却

公開競争の過程を経て、EDFは、2016年10月26日に、ポーランドの熱電併給事業（温熱および電力）について法的拘束力を持つオファーを当グループに対して行ったIFM Investorsと独占的交渉を開始したことを発表した。これとは別に、リブニク石炭火力発電所（1.8GW発電容量）に関する売却手続は、既に、EDFグループとEPHとの間の独占的交渉に入っていた。

当該2件の取引を完了するには、EDF Polskaを2つの独立の事業体に分割し、1社は熱電併給資産を保有し、もう1社はリブニクを保有することが必要であった。ポーランド政府は、EDFグループに対し2016年12月12日に、この分割を認可しないことを決定した旨を通知した。

EDF Polskaの事業に関する進行中の売却手続に鑑み、関連する資産および負債は売却目的保有の資産および負債に分類されている（注記46を参照）。

2017年1月27日に、EDFと、Polska Grupa Energetyczna(PGE)、Enea、EnergaおよびPGNiG Termikaから構成されるポーランド公共事業コンソーシアムとの間で、EDF PolskaおよびKogeneracja SAの売却に向けた準備として、覚書が署名された。

3.5.3 EDFによるEDF Démász Zrt.の100%のENKSZへの売却の完了

2016年12月5日に、EDFと、ハンガリー国有の国の公共事業であるElső Nemzeti Közműszolgáltató Zrt. (ENKSZ)は、ハンガリーの子会社であるEDF Démász Zrt.の100%の売却に関する確定契約に署名した。

当グループは、この取引に関連する資産および負債を、売却目的保有資産および関連する負債に分類した（注記46を参照）。

2017年1月31日に、EDFとENKSZ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、2015年から2020年の期間に係る当グループの処分計画の実施を新たに一歩進めるものである。

3.5.4 EDF TradingおよびJERA：石炭売買および輸送事業の売却

2016年12月21日に、EDF Tradingは、その石炭事業および関連する輸送事業をJERA Trading Singaporeに売却する法的拘束力を持つ契約に署名した。この取引が完了した際には、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を所有する。同社は2017年度上半期末までに営業を開始する予定である。

当グループは、この取引に関連する資産および負債を、売却目的保有資産および関連する負債に分類した（注記46を参照）。

3.6 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 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。この部分は閉鎖に関連する予想コスト（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。

取締役会は、これらの条件が取消し要請の提出前に充足されることを明確にするため、追加的な討議を行うことを決定した。

3.8 2015年度の重要な事象および取引

3.8.1 CIGEO貯蔵プロジェクト費用に関する省令

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、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。この費用の評価は、フランスのエネルギー法第L542-12条により要求されたものである。

当該省令に規定された費用は、フランスの放射性廃棄物管理庁(ANDRA)が、原子力安全当局(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。当該省令の適用により、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。

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グループが従来用いていた見積ベンチマーク費用の208億ユーロを置き換えた。

2015年12月31日現在、新たな費用の金額により、Cigéo深層貯蔵プロジェクトに関連した将来の費用を填補する目的で設定された放射性廃棄物長期管理引当金は、820百万ユーロ増加した。

この引当金の増加は、2015年度の当グループに帰属するEDFの純利益に対し、税引後で509百万ユーロのマイナスの影響を与えた。

3.8.2 Edison：長期ガス供給契約に関する仲裁

2015年11月27日に、国際商業会議所の仲裁裁判所は、EdisonおよびENIに対し、リビアのガス長期契約価格に関する仲裁の決定を通知した。この決定により、当グループの2015年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に855百万ユーロのプラスの影響が生じた。

3.8.3 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

2002年10月に、欧州委員会は、フランスに対し、1997年1月1日付でEDFの貸借対照表が再構築された際にEDFに政府補助金を支給していたと主張し、手続を開始した。2003年12月16日付決定により欧州委員会は、返済すべき補助金の元金の額を889百万ユーロと定めた。2004年2月11日にフランス政府は、元金および利息を対象とした1,224百万ユーロの取立約束手形を発行し、この金額がEDFにより支払われた。2004年4月27日にEDFは、当時は欧州第一審裁判所として知られていた欧州連合一般裁判所に、欧州委員会の決定の取消しを求める訴訟を提起した。2009年12月15日に欧州連合一般裁判所は、欧州委員会の2003年12月16日付の決定を取り消す判決を下した。当該判決は、同委員会が決定を下すに当たり、当該行為が政府補助金に当たるか否かを判定する際に情報ある市場経済投資家のテストを適用すべきであったとしている。この判決には法的強制力があり、フランス政府は、2009年12月30日に1,224百万ユーロをEDFに払い戻した。2010年2月26日に欧州委員会は、欧州連合一般裁判所の判決を不服として欧州連合司法裁判所に控訴した。2012年6月5日付命令により同司法裁判所は、欧州委員会の控訴を棄却し、欧州連合一般裁判所の2009年12月15日付の判決を支持した。

2013年5月2日に欧州委員会は、当該政府補助金が情報ある市場経済投資家としての行為であったか否かの問題を欧州裁判所の定めたテストに基づいて再検討するために、調査の再開を決定した。

2015年7月22日に欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いについて、EDFに付与された免税措置は経済的な理由による投資と捉えることはできないと判断し、政府補助金として分類する新たな決定を下した。この決定の結果、フランス政府は、受け取った補助金の額に同委員会の定めに従って計算された利息を加算した額に相当する金額、合計13.8億ユーロの払戻しをEDFに命じた。

EDFは、要求された金額を期日通りに払い戻した。しかし、当グループは違法な政府補助金の存在に異議を唱えており、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に取消しの申し立てを行った。当該手続きは現在係争中である。

EDFは、この決定の結果を、2015年12月31日現在の連結財務諸表に以下の通り認識した。

- ・ 2009年12月31日現在の財務諸表に計上された影響額と対称的なアプローチにより：
 - 税金の元金(889百万ユーロ)は、当グループの連結自己資本から控除された。
 - 関連する財務利息494百万ユーロについては、EDFおよびEnedisに関連する部分は「その他の金融収益および費用」に、RTEに関連する部分は「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含められた。当グループに帰属するEDFの純利益に対する影響額は(354)百万ユーロであった。

- ・ 2015年10月13日に、EDFは、対応する1,383百万ユーロをフランス政府に支払った。この一部は、RTEから受け取った払戻金375百万ユーロにより相殺された。
- ・ RTE持分額は、上記の元金および利息に対するRTE持分相当額（税引後）だけ減額された（「関連会社および共同支配企業に対する投資」）。

同委員会の決定により、当グループの純負債額は税引後で906百万ユーロ増加した。

3.8.4 優先債の発行

2015年10月8日に、EDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した。

- ・ 固定表面年利率2.35%、期間5年、1,500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.75%、期間20年、500百万米ドル
- ・ 固定表面年利率4.95%、期間30年、1,150百万米ドル
- ・ 固定表面年利率5.25%、期間40年、350百万米ドル

同日に、EDFは、固定表面年利率3.625%、期間10年、1,250百万米ドルのグリーン債を発行した。

これらの発行は、2015年9月25日の台湾市場における1,500百万米ドルの優先フォルモサ債の発行（期間30年、固定表面利率4.75%）に続くものである。

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

4.1.1 国務院による2014年-2015年の規制料金の取消し

2014年7月28日および10月30日付省令ならびに2014年10月28日付政令の取消しおよび撤回を求める数件の申立てが、ADONE（フランスのエネルギー小売業者協会）により、国務院に提起された。

2016年5月13日に報告官（Rapporteur）が結論を公開で読み上げた後、国務院は2016年5月19日および6月15日付で決定を下した。当該決定において国務院は、

- ・ 2014年10月28日付政令に対する申立ての実体を棄却し、これにより規制販売料金を設定するための「積上げ」方式の正当性を確認した。
- ・ 2014年7月28日付省令を、法的根拠不十分として破棄した。当該省令は、先の2013年7月26日付政令において計画されていた2014年8月1日からの「青色」料金の5%引上げを取り消すものであった。
- ・ 2014年10月30日付決定を、同日現在の料金は正調整総額を含めずに設定された住宅顧客向け「青色」料金および「緑色」料金の水準が不十分であるとして取り消した。

国務院の要請による是正後の2014年-2015年の料金は、2016年10月2日付の官報にて公表された。

この是正に基づいて、追加の売上収益1,030百万ユーロ（うち1,018百万ユーロがEDFに関連する）が2016年度の当グループの連結損益計算書に計上された。当該是正に伴う各種費用を含め、2016年度の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対する影響は、872百万ユーロである。

4.1.2 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法の適用に当たり、2015年12月7日付で、料金体系の提案責任は、フランスのエネルギー規制委員会(Commission de Régulation de l'EnergieまたはCRE)に移管された。

2016年7月13日に、CREは、住宅顧客向け青色料金の平均0.5%の引下げ、および非住宅顧客向け青色料金の平均1.5%の引下げを提案した。関係大臣はこの提案を承認し、この新料金体系に係る省令が2016年7月29日付官報にて公布され、2016年8月1日に施行された。CREの提案はまた、2014年10月28日付政令およびNOME法に準拠した「積上げ」方式を用いた規制販売料金算定のために選定した方法および選択肢に関する詳細も提示した。

「黄色」および「緑色」料金

2015年12月31日付で、「黄色」および「緑色」規制料金は終了した。2016年1月1日までに、関連する顧客層の約4分の3は選定した供給業者との市場価格契約に署名した。供給業者との署名に至らなかった残りの4分の1は、2016年6月30日付で終了した移行契約に基づいて、引き続き従来の供給業者から電力の供給を受けた。

2016年度上半期中に、CREは、2016年6月30日現在で供給業者を選定していなかった用地（2016年6月初め現在で約20,000件）を割り当てる目的で、供給業者からの入札の募集を設定した。供給業者は、CREが設定した契約および電力価格の組み合わせに対し、販売メガワット当たりの国に支払われる金額を提示して入札する。いずれの供給業者も契約の組み合わせの15%を超えて落札することはできない。

EDFは、他の供給業者数社と同様に、当該契約の15%を落札し、自社契約の提示も継続しながら、CREが設定した契約および電力価格に基づいて、2016年7月1日から対象用地に供給を行っている。

2016年11月に、CREは、入札がないため未だに移行契約を継続している用地、初回の入札募集において組み合わせから除外された用地、および割り当てられた供給業者の範囲に切り替えていなかった用地（約2,700件）の割当てを目的として、第2次入札募集を設定した。入札は行われず、これらの用地は依然として移行契約を継続している。

4.2 「TURPE」送配電網使用料金

TURPE 4の指標決定

2016年6月2日に、フランスのエネルギー規制委員会(Commission de Régulation de l'EnergieまたはCRE)は、TURPE配電料金の2016年8月1日からの改定に係る決定を公表し、同料金は1.11%を四捨五入して1.1%引き上げられた。この引上げは、インフレの安定化（0.03%）および収益費用調整勘定（CRCP）¹の清算による1.08%を反映していた。

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。

2016年5月13日に、フランスの国務院は、高電圧および低電圧公共配電網の使用料金（TURPE 4配電料金）を設定したCREの2013年12月12日付決定の取消しを求めるエネルギー会社Direct Energieによる申請を、権限を超えたとして却下した。

TURPE送電料金も、同じくインフレの安定化（0.03%）、CRCPの清算による（-0.81%）および制限可能サービスによる2.15%に対応して、2016年8月1日から1.37%を四捨五入して1.4%引き上げられた。

TURPE 5

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送電およびTURPE配電料金に関する決定を公表した。

TURPE 5送電料金は、2017年8月1日から6.76%引き上げられ、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（CRCPによる調整の影響を除く）に基づいて引き上げられる予定である。TURPE 5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日から2.71%引き上げられ、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（CRCPによる調整の影響を除く）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ているが、資産に係るマージンを2.6%に（TURPE 4は2.5%）、規制資本利益率を4.1%に（TURPE 4は6.1%）修正している。

2017年1月28日付官報において、TURPE 5に関するCREの3件の決定が掲載された。すなわち、TURPE 5送電および配電料金に関する上記2件の決定、ならびに追加的な決定の要請に応じて公表された2017年1月19日付決定である。この要請は、気候問題に関する国際関係を管轄する環境・エネルギー・海洋担当大臣によるものであり、その結果である決定においてCREは、TURPE 5配電料金に関するCREの当初の決定を支持した。

2017年2月3日に、EDFは国務院に対し、TURPE 5配電料金に関するCREの決定の取消しを求める申立てを提出した。

パリ控訴裁判所（ガス）および国務院（電力）の決定

2016年6月2日付決定において、パリ控訴裁判所は、ガス販売業者であるGrDFが、ガスの「供給業者により提供されるサービスの管理費のうち、少なくとも一部を負担する」べきであるとの判決を下した。これに従い、同裁判所はGRDFに対し、当該訴訟の原告であるDirect ÉnergieおよびENIが「輸送網管理者の費用節減に見合った適正な報酬」を確実に受け取れるように、輸送網接続契約（DAC）を修正するよう命令した。同裁判所はまた、GrDFに対し、該当するDAC契約が署名された2005年6月21日からの遡及的報酬をDirect Énergieに支払うよう命令した。

この決定に基づいて、EDFはGrDFに対し、ガス輸送網管理者のために実施した自社のDAC契約開始日からのサービスに係る報酬を申請した。

ガス業界に関するこの決定を受けて、電力業界に関しては、2016年7月13日に国務院が、非対称の規制システムを導入した単一契約顧客の管理に係るCREの2012年7月26日付決定の撤回を求めるEngieの申請を却下して、CREの2014年12月10日付決定を取り消した。

国務院は、電力またはガス輸送網管理者のために実施した顧客管理業務に関し供給業者に支払われた報酬について、法的に暫定的ではあり得ず、かつ一定の供給業者に限定されてはならないと考えている。

当グループは現在、電力供給業者に報酬受領権を与えるこの決定の対象範囲について分析を行っている。2016年12月23日にEngieは、Enedisに対し、パリ商事裁判所において関連する手続を開始した。当該手続は係争中である。

CREはその2016年11月17日付決定において、輸送網管理者による単一契約に基づく顧客管理に関し供給業者に報酬を支払うべきであると述べているが、その算定方法は定めていない。これらの方法は、CREの2017年1月19日付決定において発表された通り、公開協議を経て、2017年度第2四半期にCREにより決定される予定である。この報酬はTURPE料金の対象費用に含まれる。

4.3 改訂後フランス発電容量メカニズムの欧州委員会による承認

2016年11月8日に、欧州委員会は、フランスにより提案された発電容量市場は政府補助金に係る国内市場規則に適合すると結論付けた。この決定により、その前年にフランスに対して開始された綿密な調査は終了し、当該メカニズムが2017年1月1日付で発効可能となった。この2016年11月8日付決定は、ARENHシステムに関連する発電容量保証の売却方法も規定している（注記4.5を参照）。

この委員会決定は、主に以下の3つの側面について当該メカニズムを改訂するとフランス当局が確約したことに起因している。

- ・ 新たな市場参加者の参入を、一定条件下で期間7年の証書を入手する新規の発電容量を認めることにより、促進する。
- ・ ピーク時の相互接続に利用可能な発電容量を条件に、近隣EU加盟国からの発電容量供給業者を含める。
- ・ 当該メカニズムの透明性を高め、起こりうる市場操作に対し予防対策を講じる。

2016年11月におけるメカニズム規則の改訂により、上記のうち3番目の措置の適用が可能となった。

上記のうち最初の2つの措置については、2019年に発効するさらなる改訂が必要である。2017年度中に発電容量市場の参加者に対して規則の変更に関する諮問が行われる予定である。

フランスの発電容量の初回の競売は、2016年12月15日に、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。合計22.6GWが、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。決定された均衡価格はkWh当たり10ユーロであった。この価格はまた、2017年度の発電容量の「市場参照価格」にもなる。

発電容量価格は、供給業者（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る。

次の競売は、2017年度およびそれ以降の年度に関して、2017年度中に行われる予定である。

4.4 公共エネルギー・サービス費用の補償

公共エネルギー・サービス費用に関する資金調達・補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、ガスおよび電力に関連する一定の公共サービス費用を負担する事業者への補償を行うために存在する。EDFは、関連する主要な事業者である¹。

1. 地方の配電業者およびÉlectricité de Mayotteも、当システムに少額の拠出を行っている。

当該メカニズムの対象となる費用

現行のシステムは、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改定されたものである。当該システムは、フランス政府により監視され、フランス政府はCREから情報提供を受けて国家予算を通じて資金を供給し、CREは各事業者について補償すべき費用の額を算定し提案する。その結果、公共エネルギー・サービス費用は、以下の2つの項目を通じて国家予算に組み入れられる。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目。予算の対象は、主に義務対象事業者が負担する費用、例えば、供給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契約に係る追加コスト、費用の予測と実績の差異、EDFへの累積不足額の払戻しに対する年次拠出金、ならびに2016年度の前年までは免除対象であった産業事業者に対するTICFE（CSPEから改称）余剰額の返済などである。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目。予算の対象は、連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務、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。

CSPEメカニズムの財源

当該システムの財源は、エネルギー消費に係る4種の税金（電力に係るTICFE、石炭および類似資源に係るTICC、天然ガスに係るTICGN、燃料油に係るTICPE）によって、変動割合で賄われる。

2016年度については、特別「エネルギー移行」予算項目は、TICFEの100%およびTICGNによる税収の2.16%により賄われた。他の税金による税収は、特定の費目に割り当てられることなく一般予算に算入された。

2017年1月1日から、特別「エネルギー移行」予算項目は、主にTICPE、補完的にTICCという炭素エネルギー税の税収により賄われる。TICFEを含む他の税金による税収は、一般予算に寄与する。

TICFE（CSPEから改称）の水準は2016年度において、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、電力集約的利用者に対する軽減料率が付加価値1ユーロ当たりkWhの規準および電力集約度に応じてMWh当たり0.5ユーロから7.5ユーロで、安定していた。これらの料率はフランスの2017年度財政法により変更されていない。

2016年度のEDF負担費用に対する補償

EDFに係る2016年度の補償対象費用の額は6,365百万ユーロであり、2015年度から1%増加した。この微増の主な理由は、再生可能エネルギー工場がフランスで拡張されたことによる再生可能エネルギー量の成長に主に起因する購入義務コストの増加が、相互接続されていない地域における発電の余剰コスト低減により一部相殺されたことである。2016年度中の受取金額は合計で6,357百万ユーロであり、2015年度から4%増加した。

改革前の不足額の払戻し

フランス政府は、2016年12月2日付省令を公布し、補償における過去の累積不足額について、2015年12月31日現在でEDFが受け取るべき債権の最終的な金額を設定した（2015年度中の発生利息を除く元金で5,780百万ユーロ）。同省令においては、当該債権が2020年度までに払い戻されるとする払戻スケジュールも規定された。

2016年12月22日に、EDFは、フランス政府に対する公共エネルギー・サービス費用の補償に関する債権のうち、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（26.40%）を譲渡した。この債権は、銀行および専門の証券化ピークルからなる投資家団に譲渡された。この譲渡取引により、1,538百万ユーロの利益が生じた。

当該取引後、2017年度からEDFは、政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%（債権の未譲渡部分に相当）および関連利息を受け取る。

4.5 ARENH

当年度の大半にわたり、卸売市場価格の下落により、当該市場は魅力的なエネルギー供給源となった。その結果、2015年度末現在で2016年度上半期の供給に関するARENH（歴史的な原子力発電電力への規制接続）制度の申請はなく、2016年度下半期の供給に関する2016年度半ばの申請もなかった。

しかし、2016年11月/12月に、極めて多数のARENH申請が代替供給業者によりなされた（2017年度上半期に関して40.8TWhの確定契約）。2016年11月/12月のARENH供給入札期間までの数週間における2017年度に係る先物価格の急騰（特に第1四半期に係る上昇が通年の全般的な上昇を牽引した）を前提に、申請入札価格は、ARENH価格のMWh当たり42ユーロ（発電容量保証の価値も含む）を上回った。

2016年11月8日および14日付省令により、ARENHの枠組契約が改訂された。主な変更は、発電容量メカニズムの実施に関する規定および供給業者による早期解約の規則の追加であった。改訂後の枠組契約は、一方的な解約の可能性に制約を設け、ARENH価格が2%を超えて変更された場合、枠組契約が大幅に変更された場合、またはARENH規制の変更が当該購入者の供給条件のバランスに大幅なマイナスの影響を与える場合に限り、適用可能としている。

注記5．連結範囲の変更

2016年度中に連結範囲の重要な変更はなかった。ただし、非支配持分の売却（注記3.2に記載したHPCの一部売却を除く）が以下の企業に関係していた。

5.1 DALKIAグループ：COGESTARに対する投資の売却

AmundiとEDFが共同で所有する資産管理会社Amundi Transition Energétique (ATE)は、2016年12月16日に、Cogestar 1およびCogestar 2に対する投資（資本の70%相当）を、53百万ユーロで取得した。Dalkiaは30%を保有し続け、引き続きCogestar企業に対し、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企業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企業が発行しATEが引き受ける総額86百万ユーロの社債発行（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。

5.2 2015年度における連結範囲の変更

5.2.1 BUDAPESTI ERŐMŰ ZRT (BE ZRT)

2015年12月10日に、EDFグループは、ハンガリー企業のBudapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)に対する95.6%の過半数持分のEP Energyへの売却を完了した。

この取引は、2015年12月31日現在の連結財務諸表に重要な影響を与えなかった。

5.2.2 ESTAG

2015年12月21日に、EDFグループは、当該取引に関する2015年7月のMacquarie InfrastructureおよびReal Assetsとの契約署名に基づき、Energie Steiermark Holding AG (Estag)に対する25%の少数持分の売却を完了した。

この取引は、2015年12月31日現在の連結財務諸表に重要な影響を与えなかった。

5.2.3 EDF LUMINUSの株主協定に係る契約

2015年10月26日に、EDF Luminusの株主であるPublilec、Socofe、EthiasおよびNethys、ならびにEDFグループは、株主協定の改訂に署名した。改訂協定は、当該株主協定を2025年まで延長し、所有構造における以下の再編成を規定していた（当グループが行使する支配には影響を与えなかった）。

- ・ ベルギーの4株主は変更されず、一定条件下で2018年度末以後にEDF Luminus資本からの撤退を認める流動性メカニズムの恩恵を受ける。
- ・ EDFグループの持分は、PublilumおよびVEHの保有するEDF Luminus持分を58百万ユーロで当グループが取得することにより、63.5%から68.6%に引き上げられた。

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。

フランスにおける2015年度後半の規制の変更（「黄色」および「緑色」規制料金の終了と市場オファーへの開放）を受けて、当グループは、注記6.1の表におけるセグメント報告を変更している。従前の「フランス」セグメントは、2つの新セグメント「フランス—発電と供給」および「フランス—規制業務」に置き換えられている。

現在、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—発電と供給」
- ・ 「フランス—規制業務」：配電、送電、EDFの島部業務およびElectricité de Strasbourg業務（従前は「その他事業」セグメントに含まれていた）。
- ・ 「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、Tiru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 2016年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	フランス— 電と供給	フランス—規 制業務	英国	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメント間 消去	合計
損益計算書：								
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 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

貸借対照表：

のれん	-	223	7,818	2	13	867	-	8,923
無形資産および有形固定 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 企業に対する投資	355	2,558	59	104	4,587	982	-	8,645
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	30,098	4,281	4,386	2,696	738	8,118	-	50,317
売却目的保有に分類され 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

その他の情報：

減価償却費および償却 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 資産への投資	5,752	3,779	1,911	436	497	2,022	-	14,397

(1) 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。

6.1.2 2015年12月31日現在

2015年12月13日現在のセグメント報告は、新事業セグメントに従って再表示されている（注記6.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)	フランス—発 電と供給	フランス—規 制業務	英国	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメント間 消去	合計
損益計算書：								
対外売上高	36,098	4,323	11,618	11,677	5,634	5,656	-	75,006
セグメント間売上高	1,229	11,095	4	17	193	1,632	(14,170)	-
売上高合計	37,327	15,418	11,622	11,694	5,827	7,288	(14,170)	75,006
減価償却費および償却費 控除前営業利益	6,936	4,719	2,242	1,345	609	1,750	-	17,601
営業利益	2,387	2,322	(217)	(814)	(382)	984	-	4,280
貸借対照表：								
のれん	-	223	9,163	-	15	835	-	10,236
無形資産および有形固定 資産	45,338	55,837	14,668	7,350	3,907	12,103	-	139,203
関連会社および共同支配 企業に対する投資	466	5,159	61	171	4,891	777	-	11,525
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	27,461	3,789	5,044	3,196	1,033	7,087	-	47,610
売却目的保有に分類され た資産	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の未配分資産	-	-	-	-	-	-	-	70,367
資産合計	73,265	65,008	28,936	10,717	9,846	20,802	-	278,941
その他の情報：								
減価償却費および償却 費、純額	(3,228)	(2,507)	(1,416)	(856)	(461)	(541)	-	(9,009)
減損	(259)	-	(1,096)	(1,420)	(473)	(252)	-	(3,500)
自己資本（非支配持分）	-	37	3,174	633	640	1,007	-	5,491
無形資産および有形固定 資産への投資	5,695	3,657	1,823	587	696	2,331	-	14,789

(1) 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1,643百万ユーロである。

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
2016年度：				
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
売上高	50,899	15,347	4,957	71,203
2015年度：				
対外売上高：				
- フランス(1)	25,477	14,865	79	40,421
- 国外およびその他事業	29,787	148	4,650	34,585
売上高	55,264	15,013	4,729	75,006

(1) 「フランス」は、「フランス—発電と供給」および「フランス—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）

	2016年度	2015年度
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	68,128	72,768
その他商品およびサービス売上高	2,051	1,557
トレーディング	1,024	681
売上高	71,203	75,006

2016年度における売上高の減少は、主に英国およびフランスの売上高減少に起因する。

英国においては、売上高は、主に電力市場価格の下落および競争の激しい環境により減少した。英国の売上高はまた、英ポンド安によっても影響を受けた。

フランスにおいては、2016年度における売上高の変動は、主に厳しい競争（「黄色」および「緑色」規制料金の終了に伴う）ならびに電力市場価格の下落を反映している。原子力発電量の減少は、主に原子力安全当局(ASN)による検査要請の結果、卸売市場への供給が大幅に減少したことに関連していた。

これらの売上高の減少は、フランスにおける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是正による影響1,030百万ユーロ（注記4.1を参照）、および天候による有利な影響、ならびに欧州におけるEDF Tradingの好業績により、一部相殺された。

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）

	2016年度	2015年度
購入燃料使用分 - 発電	(12,639)	(13,572)
エネルギー購入	(14,805)	(15,870)
送電および配電費用	(9,017)	(9,462)
ヘッジ会計に係る利益 / 損失	(110)	(209)
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	521	338
燃料およびエネルギー購入費用	(36,050)	(38,775)

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。

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)	2016年度	2015年度
対外サービス費用	(11,177)	(11,631)
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）	(2,486)	(2,617)
棚卸資産および資本財の変動	4,728	4,509
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	33	213
その他の対外費用	(8,902)	(9,526)

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全事業セグメントにおいて減少しており、2015年度と比較して全体で約(6)%の減少となった。

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)	2016年度	2015年度
賃金および給料	(7,860)	(7,878)
社会保障費	(1,885)	(1,867)
従業員利益分配	(218)	(274)
人件費関連のその他の拠出	(366)	(388)
短期給付に連動するその他の費用	(242)	(236)
短期給付	(10,571)	(10,643)
確定拠出制度に基づく費用	(939)	(952)
確定給付制度に基づく費用	(839)	(949)
雇用後給付	(1,778)	(1,901)
その他の長期費用	(190)	11
退職手当	(4)	4
その他の人件費	(194)	15
人件費	(12,543)	(12,529)

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2016年度	2015年度
IEG従業員	103,275	104,186
その他	51,533	52,126
平均従業員数	154,808	156,312

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3.5.3「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)	2016年度	2015年度
給与税	(265)	(258)
エネルギー税	(1,566)	(1,505)
その他の法人所得税以外の税金	(1,825)	(1,878)
法人所得税以外の税金	(3,656)	(3,641)

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	2016年度	2015年度
営業補助金	12.1	6,765	6,552
連結除外による純利益	12.2	290	319
固定資産売却益	12.2	108	138
流動資産に対する引当金の純増加		(17)	(10)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		41	(168)
その他の項目	12.3	(825)	235
その他の営業収益および営業費用		6,362	7,066

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、2016年度における6,510百万ユーロ（2015年度における6,320百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。この差額は主に、風力および太陽光発電エネルギーの購入量の増加に起因する購入義務に係る受取補助金の増加ならびに電力市場価格の下落に起因する。

12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2016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357百万ユーロ（2015年度340百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益230百万ユーロ（2015年度236百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

その他の項目は、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者に係るコストを含んでおり、これらは2015年度に比較して増加した。

これ以外の2015年度のその他の項目の主な構成要素は、長期ガス供給契約価格の改訂に関するEdisonに有利な仲裁裁定の過年度に関連する影響であった（注記3.8.2を参照）。

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	2016年度	2015年度
のれんの減損	18	-	(34)
その他の無形資産の減損	19	(159)	(210)
有形資産の減損および非継続事業	21-22-46	(480)	(3,256)
戻入控除後の減損		(639)	(3,500)

2015年度においては、主に以下に関連して、(3,500)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ 当グループの欧州（主に英国、イタリア、ベルギー、ポーランドおよびドイツ）にある火力発電資産（石炭およびガス火力発電所、ならびにガス貯蔵施設）：(2,281)百万ユーロ
- ・ Edisonの探査・発電資産：(551)百万ユーロ

2016年度の減損は(639)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2016年度における主要なれん、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。

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 (単位： 百万ユーロ)	税引後WACC	永続成長率	2016年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん	7,819	6.4%	-	-
イタリア	Edisonブランド	945	7.1%-9.3%	2.0%	-
その他事業	Dalkiaのれん	496	4.7%	1.5%	-
	Dalkiaブランド	130	5.2%	1.5%	
その他ののれんの減損			-	-	(37)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					(37)

その他の無形資産および有形固定資産の減損

事業セグメント	資金生成単位 または資産	減損の兆候	税引後WACC	2016年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	ガス貯蔵所	持続的な低価格ボラティリティ	6.2%	(44)
イタリア	Edison資産 (電力および探査-発電)	先物電力価格の下落および 探査-発電取引量の減少	6.1%-9.7%	(160)
その他事業	EDF Énergies NouvellesのCGU	一部事業の業績低迷および ポーランドの不利な規制状況	4.0%-12.8%	(127)
その他国外	EDF PolskaのCGU	事業再編	7.6%	(197)
フランス—発電と 供給		一部の石油火力発電所の閉鎖		(28)
その他の減損				(46)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(602)

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、リスクフリー・レートの下落に伴い、全般的に2015年12月31日から下落した（約30から50ベース・ポイント）。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、その主な結果は以下に記載する通りである。

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、2016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の下落が伝統的発電資産（基本的に化石燃料火力発電所）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、いまだこれらの発電施設に十分な利益を回復させるに至っていない。

市場の対象期間において、先物価格は、2015年12月31日現在の減損の当初評価の基礎となった前回MTPで使用した価格を下回ったが、感応度分析に使用され、状況により2015年度の財務諸表における減損の追加計上につながった（特にEdisonの探査-発電資産）、2016年1月半ばに観察された水準よりは全般的に高かった。

市場の対象期間を超える期間では、電力価格の回復が見込まれる。ただし中期的には、価格の軌道は2015年度後半に仮定した軌道を依然下回る（国によりMWh当たり5-10ユーロの下落）。これは基本的に、電力価格の主要な決定要因であるガスおよび石炭価格動向の下方修正を原因とする。これらの仮定は回収可能価額の算定に当たり決定的であるため、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た。

2016年12月31日現在、このマクロ経済環境の結果、2015年度に適用した会計処理には変更が生じなかった。

- ・ 火力発電所および探査資産について2015年度に計上された減損は、2016年度にも正当性が確認された。
- ・ 電力価格回復のベンチマーク・シナリオの2015年度から2016年度にかけての下方修正は、当グループ資産の評価に影響を与え、主にベースロード価格で償われたが、これはテストを通じて算定された回収可能価額と帳簿価額とのプラスの差額には影響を与えていない。

英国 - EDF Energy

火力エネルギー施設に関連するリスク（ガス貯蔵資産に係る低価格ボラティリティ、ならびに他の火力発電資産についてはスプレッドの縮小および発電容量メカニズムによる追加収益の低迷）が、2015年度における資産評価額の見直しに織り込まれた。2016年12月31日現在、市場環境の若干の好転（クリーン・スパーク・スプレッドの上昇、英国における2017年度/2018年度の追加的な発電容量競売の導入）およびEDF Energyが実施したコスト削減計画に伴い、ウエスト・バートンB CCGT発電所および石炭火力発電所の回収可能価額に僅かな回復が見られた。しかし、市場は全般的に低迷を続けており、今も不確定要素が存在する（例えば、発電容量市場、英国のEU離脱等）。

2016年12月31日現在、現時点で支出を賄えない義務的投資および持続的な低価格ボラティリティの結果、ガス貯蔵施設について、(44)百万ユーロの減損が追加計上された。

以下に詳述する、火力発電資産に係るマージンの感応度分析は、2016年12月31日現在の減損テストの結論には影響を与えていない。

- ・ クリーン・ダーク・スプレッドの5%の変動は、石炭火力発電所の回収可能価額に約7%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。
- ・ クリーン・ダーク・スプレッドの5%の変動は、ウエスト・バートンBコンバインドサイクル・ガス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。
- ・ 価格ボラティリティの5%の変動は、ガス貯蔵に関するリスクの絶対値に関して限定的な影響を与える。

既存の原子力施設の回収可能価額は、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、2015年度から2016年度にかけての中期電力価格回復動向の下方修正の影響を受けるが、引き続き、帳簿価額を上回っている。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には影響を与えない。

EDF Energyののれんは2016年12月31日現在7,818百万ユーロ（6,694百万英ポンド）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、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日付の最終契約署名により確定したプロジェクト、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、最終的な投資意思決定に従い、プロジェクト建設名目費用180億英ポンドに基づいており、第1号原子炉の運転開始を2025年度後半と仮定している。

ヒンクリー・ポイントCに関連して使用された仮定に対する、EDF Energyの回収可能価額の感応度は、2016年12月31日現在で個別に検証された。EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額とのプラスの差額は、以下の例において、引き続き相当な額となっている。

- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクト費用の27億英ポンドの増加（すなわち、総プロジェクト費用の15%）は、EDF Energyのテスト・マージンを20%減少させる。
- ・ ヒンクリー・ポイントCの運転開始の4年遅延と44億英ポンドの予算超過（総プロジェクト費用の約25%）は、EDF Energyのテスト・マージンを53%減少させる。

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の財務諸表に即時の影響を与えない。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 - Edison

有効期間が確定できない無形資産として945百万ユーロで計上されているEdisonブランドは、減損テストの対象となったが、減損は認識されなかった。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、発電資産（火力および再生可能エネルギー）およびEdisonの探査-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12月31日現在、大半の資産の回収可能価額は、（クリーン・スパーク・スプレッドおよびブレント価格の影響により）短期的な市場環境が2016年1月よりも若干好転したこと、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、(i)取引量の減少により不利な影響を受けた一定の探査-発電領域、および()先物価格の不利な影響を受けた水力発電資産、に関連して2016年度に追加的リスクが識別された。その結果、2016年12月31日現在で(160)百万ユーロの減損が認識された。

- ・ 火力発電資産においては、クリーン・スパーク・スプレッド（MWh当たり±1ユーロ）に対する感応度テストは、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い。
- ・ 再生可能エネルギー発電資産においては、電力価格（MWh当たり±1ユーロ）に対する感応度テストは、水力発電資産の減損のレベルに若干の影響を与え、風力発電資産の回収可能価額には重要な影響を与えず、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い。
- ・ 発電資産の評価に使用したWACCの50ベース・ポイントの増加は、約(50)百万ユーロの追加的リスクをもたらす。
- ・ ガスおよび石油価格の5%の低下は、探査-発電資産に係る追加的な減損約(45)百万ユーロのリスクをもたらす。しかし、WACCの50ベース・ポイントの変動は、同資産のリスク評価に限定的な影響しか与えない。

その他国外

EDF Polska

資産ポートフォリオの戦略的見直しの一環として、当グループは、ポーランドの火力発電所の管理を再編し、電力のみを生産する部門から、規制温熱料金の恩恵を受ける熱電併給部門を区分した。減損テストは、従来はEDF Polskaを一つの単位として検討していたが、現在は、2つの異なる資金生成単位（CGU）（熱電併給CGUおよび電力CGU）を対象としている。その結果、電力CGUに関して、その資産が電力市場価格に全面的に晒されることから(197)百万ユーロの減損が計上された。この減損は、2016年6月30日現在で計上された。2016年度下半期において、当グループはEDF Polska資産を売却する決定を発表し、IFRS第5号に準拠して、これらを売却目的保有の非流動資産に組み替えた（注記3.5.2および46を参照）。

EDF Luminus

2015年度から2016年度にかけての中期電力価格軌道の下方修正の結果、2016年12月31日現在で減損テストが行われた。2016年度向けに仮定を更新後、テスト結果である割引キャッシュ・フローと帳簿価額との差額は、引き続きプラスであった。主要な仮定値（価格シナリオおよび割引率）に関する感応度分析は、この結論に疑義を呈するものではなかった。

その他事業

EDF Énergies Nouvelles

2016年度において、(127)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。この減損は、基本的に、その実行可能性が現在疑問視されている米国のバイオガスプラント、ならびに規制変更（地方税の増税）およびグリーン証書の価格下落により不利な状況に置かれたポーランドの風力発電プラントに関連している。

Dalkia

Dalkiaののれんは2016年12月31日現在で496百万ユーロであり、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、長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。2016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。2016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

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。

市場の対象期間および長期における現在の電力価格の継続的下落は、2016年1月1日からの「黄色」および「緑色」規制料金の終了を受けた市場価格へのエクスポージャー増大に照らして減損の兆候であるため、2016年12月31日現在でフランス発電所の価額の見直しが行われた。

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5.4%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（2015年度の価格）の発電容量に対する安定的利益率の仮定が、2017年度から適用される。この仮定は、2016年12月15日にEPEX SPOTにおいて開催されたフランス発電容量の初回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、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。

石油火力発電所を段階的に廃止する旨の決定を考慮して、ポシュヴィル発電所1の帳簿価額は、2016年12月31日現在で、(28)百万ユーロの減損の認識を通じて全額償却された。

その他の資産の減損

当グループはまた、個別資産について一定の減損の兆候を識別し、その結果、(46)百万ユーロの減損を認識した。

最後に、2016年12月31日現在で、関連会社に関して(481)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

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。これは、エネルギー憲章条約に基づいてEDF Internationalが提起した2件の申請に対応してハーグ常設仲裁裁判所により命令された支払額に相当する。この申請のうち1件は電力購入契約（PPA）の損失に係る補償、もう1件はPPA解約により発生する回収不能コストの払戻しであった。

2015年度のその他の収益および費用は、主に以下を含んでいる。

- ・ Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付決定を受けた、引当金繰入額820百万ユーロ（注記3.8.1および29.1.2を参照）。
- ・ 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する、業界シナリオおよび見積費用の更新による引当金繰入額590百万ユーロ（注記29.1.3を参照）から、当該シナリオ更新による放射性廃棄物長期管理引当金の戻入額332百万ユーロ（注記29.1.2および29.1.3を参照）を控除した、純影響額258百万ユーロ。
- ・ 2015年6月30日にEDFおよびEngieが署名した、エネルギーの形態で従業員に現物給付を行う報酬制度に関する契約に関連する収益287百万ユーロ（注記31.1.2を参照）。
- ・ EDF Energyの確定給付年金制度の変更に関連する収益154百万ユーロ（注記31.1.2を参照）。

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)	2016年度	2015年度
財務活動に係る支払利息	(1,907)	(1,955)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(11)	(9)
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	122	(57)
債務に係る外国為替差益（純額）	(31)	27
総金融負債に係る費用	(1,827)	(1,994)

15.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入に係る費用は、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2016年度に、実質割引率の低下に伴って増加した（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)	2016年度	2015年度
長期および雇用後従業員給付引当金	(1,048)	(1,070)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1)	(2,278)	(1,639)
その他の引当金および前受金	(91)	(103)
割引の影響	(3,417)	(2,812)

(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)	2016年度	2015年度
現金および現金同等物に係る金融収益	20	13
売却可能金融資産に係る利益 / (損失)	775	1,174
その他金融資産に係る利益 / (損失)	398	408
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 変動	(46)	(96)
その他の金融費用	(263)	(491)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	43	132
制度資産に係る収益	547	538
借入コストの資産計上	437	540
その他の金融収益および費用	1,911	2,218

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。

2016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428百万ユーロ（2015年度972百万ユーロ）が含まれている。

2015年度には、その他の金融費用には、主に2015年7月22日付の欧州委員会の決定に関連する財務利息(360)百万ユーロが含まれている（注記3.8.3を参照）。

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)	2016年度	2015年度
当期税金費用	(1,886)	(1,028)
繰延税金	498	545
合計	(1,388)	(483)

当グループの税金費用の増加は、主に税引前利益の増加に起因し、これは特に2015年度に計上した減損により説明される。

2016年度の当期税金費用のうち(1,458)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、(428)百万ユーロはその他の子会社に関連している(2015年度は、それぞれ(467)百万ユーロおよび(561)百万ユーロ)。

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)	2016年度	2015年度
連結会社の税引前利益	4,181	1,692
親会社に適用される法人所得税率	34.43%	38.00%
理論税額	(1,440)	(643)
税率差異	119	229
永久差異	(163)	(266)
税法基準外税金	286	222
未認識の繰延税金資産	(189)	(24)
その他	(1)	(1)
実際税額	(1,388)	(483)
実効税率	33.20%	28.55%

2016年度の実効税率の上昇は、主に、フランスおよび英国における法人所得税率の引下げが2015年度に比して小幅であったことに起因する。

理論上の税率と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。

- ・ 2016年度：
 - 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。
 - 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。
- ・ 2015年度：
 - 在外子会社に適用される税率の違いによる有利な影響(229百万ユーロ)、英国における2020年度までの2ポイントの税率引下げに関連する158百万ユーロ、および憲法裁判所の決定を受けたイタリアの「ロビン・フッド」税の取消しに関連する142百万ユーロを含む。
 - 永久劣後債の持参人に対する支払による有利な影響(225百万ユーロ)。

16.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
繰延税金資産	2,713	2,590
繰延税金負債	(4,122)	(4,315)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(1,409)	(1,725)
純利益の変動	498	547
自己資本の変動	33	(147)
換算調整	185	(75)
連結範囲の変更	60	(1)
その他の変動	2	(8)
12月31日現在の繰延税金（純額）	(631)	(1,409)
繰延税金資産	1,641	2,713
繰延税金負債	(2,272)	(4,122)

自己資本に含まれる繰延税金資産の2016年度の変動のうち(191)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（2015年度(152)百万ユーロ）、当該変動のうち224百万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（2015年度5百万ユーロ）。

繰延税金資産および負債の変動は、主にフランスの納税グループの繰延税金ポジションを純額で表示したことに関連している。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(5,344)	(6,458)
従業員給付引当金	6,051	7,292
その他の引当金および減損	377	395
金融商品	232	(58)
繰越欠損金および未使用の税額控除	1,279	1,171
その他	48	46
繰延税金資産および負債合計	2,643	2,388
未認識の繰延税金資産	(3,274)	(3,797)
繰延税金（純額）	(631)	(1,409)

2016年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は3,274百万ユーロ（2015年12月31日現在3,797百万ユーロ）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、2016年12月31日現在2,385百万ユーロ（2015年12月31日現在2,912百万ユーロ）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、2016年12月31日現在734百万ユーロ（2015年度747百万ユーロ）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2035年度である。

認識された繰越欠損金に係る繰延税金資産は438百万ユーロ（2015年度370百万ユーロ）であり、主に米国（2016年度135百万ユーロ、2015年度128百万ユーロ）、フランス（2016年度111百万ユーロ、2015年度89百万ユーロ）、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）	2016年度	2015年度
普通株式に帰属する純利益	2,851	1,187
永久劣後債に係る支払	(582)	(591)
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	2,269	596
期中加重平均社外流通普通株式数	1,980,632,028	1,859,988,148
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	1,980,632,028	1,859,988,148
1 株当たり利益（単位：ユーロ）：		
1 株当たり利益	1.15	0.32
希薄化後 1 株当たり利益	1.15	0.32

2016年度において、2015年度に係る株式による配当の未払分および2016年度に係る株式による中間配当の支払により、188,997,656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1,862百万ユーロを計上した。

[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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	10,236	9,694
取得	36	67
売却	-	(3)
減損(注記13)	-	(34)
換算調整	(1,298)	532
その他の変動	(51)	(20)
期末日における帳簿価額純額	8,923	10,236
期末日における総額	9,709	11,122
期末日における減損累計額	(786)	(886)

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る。

2015年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ DalkiaによるCRAMおよびCesbronの57百万ユーロでの取得。
- ・ EDF Polskaののれんに関する(20)百万ユーロを含む減損(34)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの上昇に起因する換算調整532百万ユーロ。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
フランス - 規制業務	223	223
英国(EDF Energy)	7,818	9,163
イタリア	2	-
その他国外	13	15
Dalkia	496	455
EDF Énergies Nouvelles	177	178
その他	194	202
その他事業	867	835
グループ合計	8,923	10,236

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。

2016年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2015年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2016年 12月31日 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 したコモディティ契約 の正の公正価値	810	-	-	-	-	-	810
温室効果ガス排出権 - 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) 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。その他の変動にはフラマンヴィル3 EPR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。

2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2015年 12月31日 現在
ソフトウェア	2,601	1,036	(116)	41	(4)	19	3,577
企業結合において取得 したコモディティ契約 の正の公正価値	810	-	-	-	-	-	810
温室効果ガス排出権 - グリーン証書	674	1,227	(1,230)	19	-	-	690
その他の無形資産	5,545	450	(45)	10	(24)	-	5,936
開発中の無形資産	2,220	(264)	-	17	-	3	1,976
総額	11,850	2,449	(1,391)	87	(28)	22	12,989
償却および減損累計額	(2,966)	(1,263)	141	(6)	7	(13)	(4,100)
純額	8,884	1,186	(1,250)	81	(21)	9	8,889

2015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831百万ユーロ。
- ・ 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735百万ユーロ。

2015年度には、その他の無形資産について(210)百万ユーロの減損が計上された。

2015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、555百万ユーロである。

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
有形固定資産	51,489	50,093
建設中の有形固定資産	1,575	1,507
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	53,064	51,600

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 施設等	合計
2015年12月31日現在総額	2,468	84,021	3,756	90,245
増加 ⁽¹⁾	147	3,559	320	4,026
減少	(14)	(621)	(167)	(802)
2016年12月31日現在総額	2,601	86,959	3,909	93,469
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,291)	(36,463)	(2,398)	(40,152)
減価償却費、純額	(51)	(208)	(174)	(433)
除却	12	543	164	719
その他変動 ⁽²⁾	(7)	(2,013)	(94)	(2,114)
2016年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,337)	(38,141)	(2,502)	(41,980)
2015年12月31日現在純額	1,177	47,558	1,358	50,093
2016年12月31日現在純額	1,264	48,818	1,407	51,489

(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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
有形固定資産	6,010	6,142
建設中の有形固定資産	1,606	1,503
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,616	7,645

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 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合計
2015年12月31日現在総額	1,413	11,421	613	549	13,996
増加	51	386	32	43	512
減少	(5)	(42)	(14)	(7)	(68)

換算調整	(1)	(23)	4	-	(20)
連結範囲の変更(1)	(7)	29	(595)	(36)	(609)
その他変動	1	24	1	(3)	23
2016年12月31日現在総額	1,452	11,795	41	546	13,834
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(862)	(6,303)	(319)	(370)	(7,854)
減価償却費、純額	(28)	(351)	(21)	(4)	(404)
減損、戻入控除後	-	(48)	-	(26)	(74)
除却(1)	5	38	10	6	59
換算調整	1	13	2	-	16
連結範囲の変更(1)	13	85	310	27	435
その他変動	(2)	(4)	-	4	(2)
2016年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(873)	(6,570)	(18)	(363)	(7,824)
2015年12月31日現在純額	551	5,118	294	179	6,142
2016年12月31日現在純額	579	5,225	23	183	6,010

(1) 連結範囲の変更は主に売却目的保有資産に組み替えられたEDF Démászの資産に関係している。

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。

2016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(23)百万ユーロおよび(74)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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
有形固定資産	46,350	50,197
建設中の有形固定資産	24,059	20,688
ファイナンス・リース有形固定資産	164	184
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	70,573	71,069

2016年12月31日現在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1,932百万ユーロを含む10,544百万ユーロ）およびヒンクリー・ポイントC（3,640百万ユーロ）のEPR原子炉、ならびに、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（1,158百万ユーロ）に関係している。

発電用資産の帳簿価額（純額）は、2016年1月1日現在での、900MW PWR発電所の会計上の減価償却期間の50年への延長の影響(2,044)百万ユーロを反映している（注記3.1を参照）。

2016年度中の発電用資産の変動はまた、特定の資産の売却目的保有資産への組替の影響(1,470)百万ユーロおよびユーロに対する英ポンドの下落に起因する外国為替の影響(1,965)百万ユーロを含む。

2016年12月31日現在、建設中の有形固定資産およびその他の有形固定資産に関連して、それぞれ(94)百万ユーロおよび(289)百万ユーロの減損が計上された。

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 発電所	化石燃料 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合 計
2015年12月31日現在総額	13,281	66,095	21,991	17	17,073	118,457
増加	555	2,562	1,132	-	1,738	5,987
減少	(247)	(807)	(350)	-	(556)	(1,960)
換算調整	(163)	(1,733)	(637)	-	13	(2,520)
連結範囲の変更(1)	(865)	-	(2,125)	-	(1,412)	(4,402)
その他変動(2)	(7)	841	(47)	-	24	811
2016年12月31日現在総額	12,554	66,958	19,964	17	16,880	116,373
2015年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(7,123)	(41,412)	(13,089)	(8)	(6,628)	(68,260)
減価償却費、純額	(336)	(2,255)	(747)	(2)	(1,111)	(4,451)
減損、戻入控除後	(45)	1	(199)	-	(46)	(289)
除却	130	712	348	-	393	1,583
換算調整	6	693	448	1	94	1,242
連結範囲の変更(1)	521	-	1,439	-	292	2,252
その他変動(3)	(27)	(2,008)	(66)	-	1	(2,100)
2016年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(6,874)	(44,269)	(11,866)	(9)	(7,005)	(70,023)
2015年12月31日現在純額	6,158	24,683	8,902	9	10,445	50,197
2016年12月31日現在純額	5,680	22,689	8,098	8	9,875	46,350

(1) 連結範囲の変更は主に売却目的保有資産に組み替えられたポーランドの子会社の資産に係る。

(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615百万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）。

(3) その他変動は主に現在稼働中の32基の900MW PWR原子炉の減価償却期間の延長に係っている（注記3.1を参照）。

損益計算書に計上された減価償却費、純額(7,966)百万ユーロ（2015年度(9,009)百万ユーロ）は、2016年12月31日現在965百万ユーロとなる900MW PWRシリーズの原子力発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の50年への延長を反映している（注記3.1を参照）。

22.3 ファイナンス・リース契約

(単位:百万ユーロ)	2016年12月31日現在				2015年12月31日現在
	合計	期限			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)	46	12	28	6	53
将来の最低支払リース料債務(賃借人分)	482	61	212	209	511

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 事業 ⁽¹⁾	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在	
		所有割合 (%)	自己資本 (純額)持分	純利益 持分	自己資本 (純額)持分	純利益 持分
主要な関連会社に対する投資						
RTE ⁽²⁾	T	50.10	2,558	403	5,159	457
CENG	G	49.99	2,120	(485)	2,524	(284)
Alpiq ⁽³⁾	G, D, O, T	25.04	606	-	624	(192)
その他関連会社および共同支 配企業に対する投資			3,361	300	3,218	211
合計			8,645	218	11,525	192

(1) G = 発電、D = 配電、T = 輸送、O = その他

(2) 2016年12月31日現在のRTEに対する投資は2017年度の一部売却後に留保する予定の持分である。売却予定株式(49.9%)は売却目的保有資産に組み替えられた(注記3.5.1および46を参照)。

(3) 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2016年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる。

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、Taishan (TNPJVC)、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。

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)。

2015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、CENGの資産に関する(271)百万ユーロ(注記23.2.3を参照)、Alpiqに対する投資に関し、Alpiq財務諸表上の過年度の減損に対する当グループの持分に相当する(196)百万ユーロ(注記23.3.2を参照)、および、Edisonが保有する関連会社および共同支配企業に対する投資に関する(68)百万ユーロを含む、(549)百万ユーロの減損が計上された。

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 RTE - 財務指標

RTE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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
非流動資産	16,627	15,805
流動資産	1,862	2,323
資産合計	18,489	18,128
自己資本	5,106	5,159
非流動負債	9,924	8,157
流動負債	3,459	4,812
自己資本および負債合計	18,489	18,128
売上高	4,446	4,593
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,711	1,913
純利益	403	457
純負債額	8,539	8,260
自己資本直入損益	(328)	(230)
グループに対する支払配当金	129	177

2015年12月31日現在のRTE持分価額は欧州委員会の2015年7月22日付決定の影響を受けている（注記3.8.3を参照）。

23.1.2 EDFグループとRTEとの間の取引

2016年12月31日現在におけるEDFグループとRTE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、2016年度にRTEはERDFから3,331百万ユーロの売上収益を稼得した。

RTEはまた、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、2016年度中に以下を行った。

- ・ 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85百万ユーロおよび118百万ユーロ
- ・ EDFからのシステム・サービスの購入、281百万ユーロ

その他の取引

EDFグループは2015年12月31日現在総額670百万ユーロの貸付金によりRTEに資金を供与した。RTEは2016年10月にこの貸付金を返済した。2016年度のこの貸付金の支払利息は30百万ユーロである（2015年度36百万ユーロ）。

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
非流動資産	10,164	10,409
流動資産	1,020	1,019
資産合計	11,184	11,428
自己資本	4,240	5,048
非流動負債	6,521	6,016
流動負債	423	364
自己資本および負債合計	11,184	11,428
売上高	1,059	1,095
減価償却費および償却費控除前営業利益	305	235
純利益	(971)	(568)
自己資本直入損益	169	434
当グループに対する支払配当金	-	-

23.2.2 EDFグループとCENGとの間の取引

2016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、2016年度において14.2TWhであった。

23.2.3 減損

2015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(271)百万ユーロの減損が計上された。

2016年6月30日現在、当グループは(462)百万ユーロの減損を追加計上した。

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、外部機関（ABB、Cera、EIA）の最新の公表を踏まえた長期価格シナリオの下方修正、およびガス価格の継続的な下落による短期市場価格の下落の結果である。また、直近の発電容量競売が予測を下回る結果となったことも、CENGの原子力発電所1か所の回収可能価額に影響を与えている。

当グループは2016年度下半期にCENGへの投資について新たなリスクを識別しなかった。市況に重大な変化はなかった。ニューヨーク州の原子力発電所に対する補助金のゼロ排出クレジット（ZEC）プログラムの結果、CENGの2つの原子力発電所とニューヨーク州エネルギー研究開発局との間で2016年11月18日に契約が締結された。ZECプログラムに基づく第一回目の支払いは2017年4月に行われる予定であり、MTP期間にわたりジーナおよびナイン・マイル・ポイント発電所の追加利益となる。この仕組みの導入は当グループが現在まで使用してきた炭素価格の仮定を確認している。しかしながら、この仕組みの継続は進行中の訴訟手続きの結果に左右される。CENGに対する投資の価額はまた、エネルギー政策の変更およびそれが価格のファンダメンタルズの長期見込みおよび投資家の要求利回りに与える潜在的影響に敏感に反応する可能性がある。

23.3 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2016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）。

23.3.1 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)	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
非流動資産	5,889	6,217
流動資産	3,239	3,248
売却目的保有に分類された資産	503	400
資産合計	9,631	9,865
自己資本(1)	3,525	3,919
非流動負債	4,148	3,984
流動負債	1,905	1,960
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	53	2
自己資本および負債合計	9,631	9,865
売上高	6,289	6,644
減価償却費および償却費控除前営業利益	47	257
純利益	(777)	(744)
自己資本直入損益	(160)	(95)
当グループに対する支払配当金	11	11

(1) ハイブリッド債939百万ユーロを含む。

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。

2016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549百万ユーロである。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。

23.3.2 減損

2015年12月31日現在、Alpiqに対する当グループの投資について、2015年8月公表のAlpiqの2015年度中間財務諸表において認識された減損に対する当グループの持分に相当する(196)百万ユーロの減損が計上された。当該減損は、卸売市場の持続的な価格低迷、およびスイス・フランに対するユーロの最低為替相場1.20の2015年1月における継続中止(スイスに所在する発電所で生産した電力のほとんどをユーロで販売している同社にとって不利であった)に起因していた。特に困難な市場環境の中、Alpiqは、卸売市場価格への依存を限定し、純負債額を削減する目的で、スイスの水力発電ポートフォリオの49%以下の売却を含む重要な構造的施策の着手を発表した。

2016年8月26日にAlpiqが2016年度中間財務諸表を公表した後、当グループは(19)百万ユーロの減損を計上した。これはAlpiqの2016年度中間財務諸表において認識された減損の当グループ持分相当額であり、基本的に、ベースロード発電の割合が高く、長期市場価格の下方修正の悪影響を受けたスイスの発電所に係るものである。

上半期財務業績の公表時にAlpiqは、困難な市場環境に加え、実施中の枠組み契約はAlpiqのような発電業者にとって非常に不利であるとコメントした。この契約には規制されたネットワークや固定的な最終消費者がないことから、スイスにおける発電電力の規制緩和された市場における収益性を損なっている。Alpiqは、2016年3月に公表された構造的施策の実施は、水力発電ポートフォリオの開発とそのポートフォリオの戦略的合理化のための撤退を含め、現在もなお、スイスにおける発電資産の収益性を保持するための優先事項であると述べた。

当グループはそれでもなおAlpiqの大規模戦略計画の効果的な実施を入念に監視する予定である。Alpiqグループが2017年3月に2016年度の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2017年6月30日現在の中間財務諸表において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)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,923	(19)	10,904	11,104	(17)	11,087
その他燃料	1,281	(5)	1,276	1,657	(5)	1,652
その他原材料	1,413	(296)	1,117	1,500	(276)	1,224
仕掛品（製品・サービス）	197	(46)	151	215	(53)	162
その他の棚卸資産	711	(58)	653	613	(24)	589
棚卸資産合計	14,525	(424)	14,101	15,089	(375)	14,714

2016年12月31日現在の1年超部分は、主に、8,182百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2015年12月31日現在8,198百万ユーロ）。

2016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492百万ユーロである（2015年12月31日現在458百万ユーロ）。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
営業債権 - 総額（EDF Tradingを除く）	21,022	20,439
営業債権 - 総額（EDF Trading）	3,331	2,974
減損	(1,057)	(1,154)
営業債権 - 純額	23,296	22,259

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)	2016年12月31日現在			2015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	24,353	(1,057)	23,296	23,413	(1,154)	22,259
- 期日経過後 6 か月以内	1,214	(186)	1,028	1,443	(279)	1,164
- 期日経過後 6 ~ 12か月	491	(152)	339	572	(220)	352
- 期日経過後12か月超	1,105	(595)	510	1,207	(573)	634
期日到来営業債権	2,810	(933)	1,877	3,222	(1,072)	2,150
期日未到来営業債権	21,543	(124)	21,419	20,191	(82)	20,109

25.2 債権の譲渡

(単位:百万ユーロ)	2016年12月31日現在	2015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	33	39
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	1,304	1,544

当グループは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、合計1,304百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた(2015年12月31日現在、Edisonグループによる911百万ユーロを含む、1,544百万ユーロ)。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
前払費用	1,567	1,532
公共電力サービス拠出金(CSPE)	1,647	1,643
VAT債権	2,862	2,795
その他税金債権	1,754	845
その他の営業債権	5,090	3,822
その他の債権	12,920	10,637
非流動部分	2,268	1,830
流動部分	10,652	8,807
総額	13,135	10,832
減損	(215)	(195)

2016年12月31日現在のその他の債権は、CSPE債権に相当する1,647百万ユーロを含んでいた(2015年12月31日現在1,643百万ユーロ)。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

2016年12月31日現在の資本金は1,054,568,341.50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2,109,136,683株から成っている。資本金のうち85.62%はフランス政府、12.68%は民間(機関投資家および個人投資家)、1.57%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.13%はEDFが自己株式として所有している。

2016年6月に、2015年度に係る未払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、93,112,364株の新株発行を受けて資本金が47百万ユーロ増加し、発行プレミアム892百万ユーロを計上した。

2016年10月に、2016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、95,885,292株の新株発行を受けて資本金が48百万ユーロ増加し、発行プレミアム875百万ユーロを計上した。

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。

2016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2,669,215株、総額29百万ユーロである。

27.3 配当

2016年5月12日の株主総会において、2015年度について1株当たり1.10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。

EDF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1.21ユーロである。

中間配当(1株当たり0.57ユーロ)は2015年12月18日に支払われたため、2015年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.53ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.64ユーロとなった。この未払配当残額は2016年6月30日に支払われた。

フランス政府は、この分配について、株式による配当を選択した。

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82百万ユーロであった。

2016年9月30日にEDFの取締役会は、2016年度について、1株当たり0.50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1,006百万ユーロで、2016年10月31日に、新株(株式による配当オプション)または現金で支払われた。

フランス政府は株式による中間配当を選択した。

2016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83百万ユーロであった。

27.4 資本性金融商品

2016年6月30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、2016年度582百万ユーロ、2015年度591百万ユーロであった。

2017年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して合計で60百万英ポンド、121百万米ドルおよび211百万ユーロ(合計約394百万ユーロ相当)の利息を支払った。IAS第32号を適用して、この現金支払額に相当する金額を2017年度上半期に当グループの自己資本から控除する予定である。

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。

2016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。2016年12月31日現在、自己資本に計上された商品の総額は86百万ユーロであった（注記5.1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)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在	
	所有割合 (%)	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20.0%	2,773	111	3,174	231
NNB Holding Ltd.	33.5%	1,718	-	-	-
EDF Investissements Groupe SA	6.1%	516	13	526	30
EDF Luminus SA	31.4%	390	3	391	(74)
その他の非支配持分(1)		1,527	33	1,400	27
合計		6,924	160	5,491	214

(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3.2を参照）。

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（注記5.2.3を参照）。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
非流動資産	21,877	24,750
流動資産	3,325	3,710

資産合計	25,202	28,460
自己資本	13,870	15,877
非流動負債	11,058	11,465
流動負債	274	1,118
自己資本および負債合計	25,202	28,460
売上高	3,805	4,434
純利益	653	1,155
自己資本直入損益	(1,804)	758
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,296	1,655
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(516)	(566)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(672)	(1,143)
現金および現金同等物 - 期首残高	422	466
現金および現金同等物の純増加 / (減少) 額	107	(54)
為替変動の影響	(62)	10
その他	-	-
現金および現金同等物 - 期末残高	468	422
非支配株主に対する支払配当金	151	(207)

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	2016年12月31日現在			2015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		1,463	20,823	22,286	1,733	20,179	21,912
廃炉および炉心核燃料引当金		208	24,020	24,228	251	24,646	24,897
原子力発電関連引当金	29	1,671	44,843	46,514	1,984	44,825	46,809
非原子力施設廃止引当金	30	63	1,506	1,569	75	1,447	1,522
従業員給付引当金	31	1,100	21,234	22,334	1,033	21,511	22,544
その他の引当金	32	2,394	2,155	4,549	2,262	2,190	4,452
引当金合計		5,228	69,738	74,966	5,354	69,973	75,327

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1.3.2.1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)	2015年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	換算 調整	その他の 変動	2016年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	12,369	397	(1,596)	738	(286)	807	12,429
放射性廃棄物長期管理引当金	9,543	181	(233)	773	(174)	(233)	9,857
核サイクル終了引当金	21,912	578	(1,829)	1,511	(460)	574	22,286
原子力発電所廃炉引当金	21,025	156	(175)	996	(893)	(541)	20,568

炉心核燃料引当金	3,872	-	-	160	(199)	(173)	3,660
廃炉および炉心核燃料引当金	24,897	156	(175)	1,156	(1,092)	(714)	24,228
原子力発電関連引当金	46,809	734	(2,004)	2,667	(1,552)	(140)	46,514

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	10,658	1,771	-	12,429
放射性廃棄物長期管理引当金	8,966	888	3	9,857
2016年12月31日現在核サイクル終了引当金	19,624	2,659	3	22,286
2015年12月31日現在核サイクル終了引当金	18,645	3,267	-	21,912
原子力発電所廃炉引当金	14,122	6,190	256	20,568
炉心核燃料引当金	2,287	1,373	-	3,660
2016年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	16,409	7,563	256	24,228
2015年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	17,485	7,207	205	24,897

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により、原子力発電所について設定されている。

注記1.3.21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	2015年 12月31日現在	増加	減少(3)	割引の 影響(2)	その他の 変動(1)	2016年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	29.1.1	10,391	389	(1,282)	637	523	10,658
放射性廃棄物長期管理引当金	29.1.2	8,254	173	(233)	729	43	8,966
核サイクル終了引当金		18,645	562	(1,515)	1,366	566	19,624
原子力発電所廃炉引当金	29.1.3	14,930	156	(159)	723	(1,528)	14,122
炉心核燃料引当金	29.1.4	2,555	-	-	93	(361)	2,287
廃炉および炉心核燃料引当金		17,485	156	(159)	816	(1,889)	16,409
原子力発電関連引当金		36,130	718	(1,674)	2,182	(1,323)	36,033

(1) その他の変動は、2016年度における以下に起因する関連資産（引当金に関連する資産およびその基礎となる資産）引当金の変動を含む。

- ・ 900MW PWRシリーズの会計上の減価償却期間の延長（注記3.1を参照）の結果としての(2,044)百万ユーロの当該引当金の減少。その内訳は廃炉引当金(1,465)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(470)百万ユーロ、廃炉に起因する廃棄物に関する

る放射性廃棄物長期管理引当金(109)百万ユーロから構成されている。

- ・上記引当金の2016年12月31日現在の実質割引率の変更の影響662百万ユーロ。
- ・現在稼働中のPWR発電所廃炉費用の改訂(451)百万ユーロ（注記29.1.3を参照）。

その他の変動はまた、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465百万ユーロを含む。

- (2) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,502百万ユーロ、および、関連する資産がない引当金についての、2016年度の実質割引率変更の損益計算書を経由する影響（680百万ユーロ）から構成されている。
- (3) 業界シナリオの改訂を受けて、使用済燃料一時貯蔵サービス追加に対する引当はもはや必要ではない。使用済燃料引当金の減少はこの理由による引当金戻入額491百万ユーロを含む。

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。

処理量（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）

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従いIAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して測定される。ここから、以下の契約が生じている。

- ・ 2010年7月に署名された実施契約であり、当該契約において2008年から2012年の期間に係るサービスの価格および量が設定された。
- ・ 2013年から2015年の期間にわたる処理および再利用サービスの条件を定めた2015年5月に署名された実施契約。
- ・ 2016年から2023年の期間に係る実施条件を定めた2016年2月5日に署名された修正契約。従前の契約は、2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出されたものである。

この引当金はまた、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 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が運営する規制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。

引当金に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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,066	988
長寿命低レベル廃棄物	256	252
長寿命中高レベル廃棄物(1)	7,644	7,014
放射性廃棄物長期管理引当金	8,966	8,254

(1) 廃棄物の回収および調整を含む。

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。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、現在、当局と連携して実行可能性調査を継続中である。より広範な管理解決策の新たな仕様を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

2015年度に立案されたUNGG発電所の解体に関するベンチマーク・シナリオ（注記29.1.3を参照）は、一連の解体作業を定めている。特に、その目的は、最初のケーソン（UNGG炉建屋）の解体から得た経験を他の5基の作業を開始する前に統合することである。新たなスケジュールではまた、廃棄物（黒鉛および長寿命中レベル廃棄物）の除去日を遅らせている。この変更により、2015年度にUNGG発電所の廃炉による長寿命低レベル廃棄物に係る引当金から292百万ユーロが戻し入れられ、より少ない40百万ユーロが超低レベルおよび低中レベル廃棄物に係る引当金から戻し入れられ、合計332百万ユーロが廃棄物長期管理引当金から戻し入れられた。

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。

2005年度から、将来の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、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）。

地層処分プロジェクト（Cigéoプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等）および操業条件（作業員数の大幅な削減につながるパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送付された報告書において暫定的な数値を出した。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）により2014年12月18

日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者にそのコメントを求めて提出された。協議の焦点は、主にリスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間で大きな隔たりがある。EDFおよび他の産出業者は、2015年2月にANDRAの報告書に対するコメントをDGECに提出し、2015年4月に目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りを提出した。これらの情報はすべて、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。これを受けて同大臣は原子力安全当局（ASN）と協議の上で、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、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。この費用評価は、フランスのエネルギー法第L542-12条により要求されたものである。

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。

2018年までに新たに基本的な原子力施設の建設申請を行うことを念頭に、現在、ANDRAとの間で将来の施設設計調査が行われている。2016年7月11日付法律は、可逆的深部地層貯蔵施設を設置するための条件を定めており、これは承認の発行に向けた手続となっている。ANDRAが定めた予定表では、施設創設の承認は2021年度に与えられるとされており、最初の廃棄物は2030年に到着する予定である。

長寿命中高レベル廃棄物引当金はまた、廃棄物の回収および調整のための引当金581百万ユーロ（うち452百万ユーロは、2016年度に、特に操業から回収される長寿命中高レベル放射性廃棄物について計上された）を含む。

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、当該施設の種類を解除する。

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に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。

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)	2015年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2016年 12月31日現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	11,944	-	(23)	472	(1,494)	10,899
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,986	156	(136)	251	(34)	3,223
原子力発電所廃炉引当金	14,930	156	(159)	723	(1,528)	14,122

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。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国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。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として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んだ強い裏付けのあるものとなった。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一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解体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。これらの費用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、各シリーズの最初のユニットおよびそのシリーズと相互効果に固有のコストの査定をより徹底的に掘り下げることが可能になった。

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。

本年度に完了した作業の結果により、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。

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、ビュージェイ、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）。このシナリオは、いくつかの新たな技術的要因（この特定の場合における水中解体の工業的困難を示唆する技術上の新情報、黒鉛貯蔵の利用可能性の見通し低下など）を考慮して再検討された。この新情報はまた、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策を引き出した。これは、工業的な作業管理を容易にし、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と考えられる。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。

改訂後のシナリオは2016年3月29日にASNに提示され、関連する用地の地域情報委員会において地域の利害関係者と共有された。ASNに対する追加の説明は2017年中ごろに予定されている。いずれのシナリオでも、請負業者の見積価格更新のための調査により当該ケーソンの予測廃炉費用は大幅に増加した。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、それにより生じた作業コストに起因して増加する見込みである。

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年度に見直しが行われ、ひとつの特定装置（シノンの放射性物質工場）を除き、重要でない修正が加えられて、引当金は125百万ユーロ増加した。

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、2016年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、4.2%であり（2015年12月31日現在インフレ率1.6%として4.5%）、従って、実質割引率は2016年12月31日現在2.7%（2015年12月31日現在2.9%）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。2015年3月24日付省令以降、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近120か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 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、2016年12月31日現在4.3%であった（2015年12月31日現在4.6%）。

2017年2月10日付の書簡において、経済・財政担当大臣および環境・エネルギー・海洋担当大臣は、2017年度から割引率の規制上限の計算式を変更する決定を発表した。この決定は、2015年3月24日付政令によって改正された2007年3月21日付省令の改正省令において定められる予定である。この改正は、原子力負債の長期性および長期原子力費用の資金確保についての慎重な目標を考慮した最大割引率を算定するための計算式を定めるための原子力事業者と公的機関との共同作業を経て行われる。

新たな計算式のもとでは、規制上の制限は2016年12月31日の水準（4.3%）から2026年までに徐々に移行して、直近4年間の平均30年物固定金利（TEC 30年）プラス100ベース・ポイントと等しくなる。

過去および将来の利率変動を考慮すると、新たな計算式は規制による4.3%から100ベース・ポイントのスプレッドを含めた4年平均への動きを漸進的に組み込むものであり、今後の規制上の制限の変更は、従来の計算式に基づく場合と比べて、より円滑に行われる見込みである。

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)	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用(1)	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)	18,460	10,658	16,843	10,391
放射性廃棄物長期管理(3)	29,631	8,966	28,890	8,254
核サイクル終了費用	48,091	19,624	45,733	18,645
原子力発電所廃炉引当金(4)	26,616	14,122	26,067	14,930
炉心核燃料引当金	4,344	2,287	4,113	2,555
廃炉および炉心核燃料費用	30,960	16,409	30,180	17,485

(1) 1,368百万ユーロが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に組み替えられた。

(2) (1)に記載する組替の影響を除き、年度末の経済状況に基づく使用済燃料管理費用の2015年度から2016年度にかけての増加は、使用済燃料一時貯蔵サービスに係る追加の費用見積りが低く、引当金によって填補されなかったことに関連する(540)百万ユーロを含む。その他の変動はまた、特に2016年度に原子炉に搭載された使用済燃料処理についての請負業者の見積価格の改訂に関係している。

(3) (1)に記載する組替の影響を除き、年度末の経済状況に基づく放射性廃棄物長期管理費用の2015年度から2016年度にかけての増加は、廃棄物、特に現在稼働中の発電所の操業および廃炉に起因する長寿命中レベル廃棄物の回収および調整のための729百万ユーロを含む。その他の変動は、主に2016年度に原子炉に搭載された使用済燃料処理についてのCigéoの見積の改訂に関係している。

(4) 年度末の経済状況に基づく原子力発電所廃炉費用の2015年度から2016年度にかけての増加は、現在稼働中の発電所の廃炉のための見積費用の改訂に起因する321百万ユーロを含む。

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。

2016年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 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)

2015年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 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	10,391	(168)	177	140	(149)
-放射性廃棄物長期管理	8,254	(400)	448	337	(376)
廃炉および炉心核燃料：					
-原子力発電所の廃炉	14,930	(496)	522	122	(131)
-炉心核燃料	2,555	(62)	65	-	-
合計	36,130	(1,126)	1,212	599	(656)

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2016年12月31日現在10,222百万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2016年12月31日現在8,743百万ユーロ（2015年12月31日現在9,061百万ユーロ）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)	2015年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	換算調整	その他の 変動(1)	2016年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,978	8	(314)	101	(286)	284	1,771
放射性廃棄物長期管理引当金	1,289	4	-	44	(174)	(275)	888
核サイクル終了引当金	3,267	12	(314)	145	(460)	9	2,659
原子力発電所廃炉引当金	5,890	-	(16)	263	(893)	946	6,190
炉心核燃料引当金	1,317	-	-	67	(199)	188	1,373
廃炉および炉心核燃料引当金	7,207	-	(16)	330	(1,092)	1,134	7,563
原子力発電関連引当金	10,474	12	(330)	475	(1,552)	1,143	10,222

(1) その他の変動は、NLF（原子力負債ファンド）および英国政府からの払戻額を示す債権の変動に対応する原子力負債の変動955百万ユーロを含む。この変動は原子力負債の計算に使用される仮定の2016年度における3年ごとの改訂の結果である。

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() 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() 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。2016年12月31日現在、対応する引当金は131百万ユーロである。
- ・ 「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)	2016年12月31日現在		2015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	3,101	1,771	3,037	1,978
放射性廃棄物長期管理	5,326	888	8,178	1,289
核サイクル終了費用	8,427	2,659	11,215	3,267

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2012年度に作成され2013年度に承認されたベースライン廃炉計画に基づくもので、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)	2016年12月31日現在		2015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	15,803	6,059	16,997	5,732

上記の表は、NLFに対する廃炉拠出の未払額(2016年12月31日現在131百万ユーロ、注記29.2.1を参照)の現在価値を除いた、廃炉債務に係っている。

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RPIJ指数）の長期予測に基づいている。

2016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（2015年12月31日現在3.0%）。

注記30．非原子力施設廃止引当金

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	その他企業	合計
2016年12月31日現在 非原子力施設廃止引当金	617	90	667	195	1,569
2015年12月31日現在 非原子力施設廃止引当金	597	99	688	138	1,522

非原子力施設廃止引当金は主に化石燃料発電所および炭化水素生産資産に関係している。

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。

2016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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
従業員給付引当金 - 流動部分	1,100	1,033
従業員給付引当金 - 非流動部分	21,234	21,511
従業員給付引当金	22,334	22,544

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
2015年12月31日現在残高(1)	41,567	(19,075)	22,492
2016年度純費用	2,077	(547)	1,530
数理計算上の損益	2,041	(2,602)	(561)
雇用主による拠出	-	(694)	(694)
従業員による拠出	11	(11)	-
給付支払額	(1,701)	709	(992)
換算調整	(1,298)	1,303	5
連結範囲の変更	(11)	-	(11)
その他の変動	(3)	-	(3)
2016年12月31日現在残高	42,683	(20,917)	21,766
このうち：			
従業員給付引当金			22,334
非流動金融資産			(568)

(1) 2015年12月31日現在の純債務は従業員給付引当金22,544百万ユーロおよび非流動金融資産(52)百万ユーロから構成されており、その純負債額は22,492百万ユーロであった。

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

2016年度の制度資産に係る数理計算上の損益は(2,602)百万ユーロであり、特に金利下落後の長期債務の評価に関連した制度資産価額の上昇を反映している。

31.1.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)

	2016年度	2015年度
当期勤務費用	(890)	(1,032)
過去勤務費用	38	511
数理計算上の損益 - 長期給付	(177)	22
営業費用として計上された純費用	(1,029)	(499)
利息費用(割引の影響)	(1,048)	(1,070)
制度資産の運用収益	547	538
金融損益に含まれた純利息費用	(501)	(532)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,530)	(1,031)
数理計算上の損益 - 雇用後給付	(2,041)	1,490
制度資産に係る数理計算上の損益	2,602	(490)
数理計算上の損益	561	1,000
換算調整	(5)	(18)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	556	982

2015年度の過去勤務費用には、以下が含まれている。

- ・ 2015年6月30日にEDFおよびEngieが署名した、エネルギーの形態で従業員に現物給付を行う報酬制度に関する契約による収益287百万ユーロ。この契約により当グループが対象とする受給者の契約上の人数が変更された。
- ・ 給付制度の変更を受けてEDF Energyが認識した収益154百万ユーロ。EDF Energyの確定給付年金制度は現在、基準値を超える年金支給額について限度額を設けている。
- ・ 退職した従業員に関する死亡給付の限度額に関連した当グループの債務の減少67百万ユーロ。2015年度の社会保障財源に関する2014年12月22日付法律2014-1544および2015年2月24日付政令2015-209により、フランスの通常制度に一律の尺度による死亡給付が導入され、2015年11月25日付政令2015-1536によりIEG産業にも適用された。

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
2015年12月31日現在債務	32,575	8,614	378	41,567
2016年度純費用	1,575	486	16	2,077
数理計算上の損益	643	1,349	49	2,041
従業員による拠出	-	11	-	11
給付支払額	(1,420)	(270)	(11)	(1,701)
換算調整	-	(1,299)	1	(1,298)
連結範囲の変更	-	-	(11)	(11)
その他の変動	-	-	(3)	(3)
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日現在従業員給付純債務	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(2)	-	(568)	-	(568)

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2015年12月31日現在債務	32,575	8,614	378	41,567
制度資産の公正価値	(10,499)	(8,505)	(71)	(19,075)
2015年12月31日現在従業員給付引当金	22,076	109	307	22,492
このうち：				
従業員給付引当金	22,076	161	307	22,544
非流動金融資産	-	(52)	-	(52)

(1) フランスは2つの事業セグメント「フランス - 発電と供給」および「フランス - 規制業務」から構成されている（注記31.2を参照）。

(2) 2016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）。

31.2 フランス（規制業務および発電と供給）

「フランス - 発電と供給」および「フランス - 規制業務」（注記6.1を参照）の2つの新たな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
2015年12月31日現在残高	32,575	(10,499)	22,076
2016年度純費用	1,575	(252)	1,323
数理計算上の損益	643	(854)	(211)
基金への拠出	-	(396)	(396)
給付支払額	(1,420)	435	(985)
2016年12月31日現在残高	33,373	(11,566)	21,807

31.2.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
当期勤務費用	(659)	(732)
過去勤務費用(1)	-	356
数理計算上の損益 - 長期給付	(177)	22
営業費用として計上された純費用	(836)	(354)
利息費用（割引の影響）	(739)	(742)
制度資産の運用収益	252	229
金融損益に含まれた純利息費用	(487)	(513)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,323)	(867)
数理計算上の損益 - 雇用後給付	(643)	1,136
制度資産に係る数理計算上の損益	854	(157)
数理計算上の損益	211	979
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	211	979

(1) 2015年度において、過去勤務費用は、2015年6月30日付のEDFとEngieの契約に関連した287百万ユーロ、および一律の尺度による死亡給付の導入に関連した67百万ユーロを含む（注記31.1.2を参照）。

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)	2016年度	2015年度
実績による調整	(165)	360
人口統計上の仮定の変更	23	35
財務上の仮定の変更(1)	(678)	763
債務に係る数理計算上の損益	(820)	1,158
このうち：		
- 雇用後給付に係る数理計算上の損益	(643)	1,136
- 長期給付に係る数理計算上の損益	(177)	22

(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）価額に関する仮定の変更に関係している。

2016年度中に生じた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変更）に起因している。

2015年度において、債務に係る数理計算上の損益は1,158百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特に割引率の変更、および、当グループの従業員給付債務を10億ユーロ増加させた2015年10月30日付のAGIRC-ARRCO合意）に起因している。

31.2.3 性質別の従業員給付引当金

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

2015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
2015年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,175	(10,499)	20,676
内訳：			
年金	22,999	(9,753)	13,246
現物給付（電力／ガス）	6,124	-	6,124
退職慰労金	888	(731)	157
その他	1,164	(15)	1,149
2015年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,400	-	1,400
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,200	-	1,200
長期勤続報奨	170	-	170
その他	30	-	30
2015年12月31日現在の従業員給付引当金	32,575	(10,499)	22,076

31.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
現職従業員	19,918	19,425
退職者	13,455	13,150
債務	33,373	32,575

31.2.5 制度資産

2016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11,566百万ユーロ（2015年12月31日現在10,499百万ユーロ）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%。国際的株式から成る。

制度資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
制度資産	11,566	10,499
特別年金給付向け資産	10,810	9,753
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	31%	29%
上場負債商品（債券）	69%	71%
退職慰労金向け資産	741	731
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	33%	32%
上場負債商品（債券）	67%	68%
その他の制度資産	15	15

2016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55%は北米会社の株式
- ・ 合計の約21%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2015年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2016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86%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約14%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約81%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2015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2016年度の運用成績は+10.9%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 キャッシュ・フロー	引当金の対象と される額（現在価値）
1年未満	1,642	1,426
1 - 5年	5,771	5,435
5 - 10年	5,799	4,978
10年超	41,006	21,534
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	54,218	33,373

2016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18.7年であった。

31.2.7 数理計算上の仮定

(%)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
割引率 / 資産の運用収益率(1)	1.90%	2.40%
インフレ率	1.50%	1.60%
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。

使用された経済および市場のパラメータの変動を受けて、当グループは、2016年12月31日現在の割引率を1.90%に設定している（2015年12月31日現在2.40%）。

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2016年12月31日現在のインフレ率は、平均1.50%である（2015年12月31日現在1.60%）。

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：％)	2016年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.5% / +4.9%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+3.6% / -3.6%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.7% / -4.3%

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
2015年12月31日現在残高	8,614	(8,505)	109
2016年度純費用	486	(294)	192
数理計算上の損益	1,349	(1,717)	(368)
雇用主による拠出	-	(295)	(295)
従業員による拠出	11	(11)	-
給付支払額	(270)	270	-
換算調整	(1,299)	1,304	5
2016年12月31日現在残高	8,891	(9,248)	(357)
このうち：			
従業員給付引当金			211
非流動金融資産			(568)

2016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2015年12月31日現在の52百万ユーロと比べて568百万ユーロ積立超過であった。この積立超過は3年ごとの交渉の好影響と制度資産の良好な運用に起因するものであり、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長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)

	2016年度	2015年度
当期勤務費用	(224)	(290)
過去勤務費用(1)	40	154
数理計算上の損益 - 長期給付	-	-
営業費用として計上された純費用	(184)	(136)
利息費用(割引の影響)	(302)	(322)
制度資産の運用収益	294	307
金融損益に含まれた純利息費用	(8)	(15)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(192)	(151)
数理計算上の損益 - 雇用後給付	(1,349)	332
制度資産に係る数理計算上の損益	1,717	(336)
数理計算上の損益	368	(4)
換算調整	(5)	(17)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	363	(21)

(1) EDF Energyが導入した年金支給額の限度額に関連した2015年度における154百万ユーロを含む(注記31.1.2を参照)。

31.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)

	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
現職従業員	5,195	5,443
退職者	3,696	3,171
債務	8,891	8,614

31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2016年12月31日現在における現在価値が9,248百万ユーロ(2015年12月31日現在8,505百万ユーロ)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)

	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
BEGG年金基金	7,454	6,853
EEGS年金基金	1,059	982
EEPS年金基金	735	670
制度資産	9,248	8,505
内訳(%)		
上場資本性金融商品(株式)	27%	34%
上場負債商品(債券)	52%	42%
不動産	6%	7%
現金および現金同等物	3%	2%
その他	12%	15%

2016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32%は北米会社の株式
- ・ 合計の約41%は欧州会社の株式

・ 合計の約27%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2015年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2016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68%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約32%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約62%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2015年12月31日現在より11%高かった。

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 キャッシュ・フロー	引当金の対象と される額（現在価値）
1年未満	253	249
1 - 5年	1,037	999
5 - 10年	1,494	1,293
10年超	14,444	6,350
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	17,228	8,891

2017年度の基金拠出額は、約280百万ユーロ（事業主による拠出267百万ユーロおよび従業員による拠出13百万ユーロ）と見積もられている。

2016年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は20.8年である。

31.3.6 数理計算上の仮定

(単位：%)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
割引率 / 資産の運用収益率(1)	2.76%	3.85%
インフレ率	3.05%	3.10%
昇給率	2.45%	3.10%

(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：％)	2016年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.9% / +5.3%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+0.4% / -0.4%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.1% / -3.8%

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)	2015年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動(3)	2016年 12月31日 現在
			使用	戻入			
子会社および投資関連リスク引当金	431	217	(47)	(27)	1	462	1,037
税金負債引当金	484	81	(47)	(1)	(2)	3	518
訴訟引当金	551	131	(31)	(127)	-	8	532
不利契約引当金	284	151	(72)	(19)	-	(2)	342
環境計画関連引当金(1)	917	1,004	(902)	(2)	(88)	(95)	834
その他のリスクおよび負債引当金(2)	1,785	583	(484)	(57)	(36)	(505)	1,286
合計	4,452	2,167	(1,583)	(233)	(125)	(129)	4,549

(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。個別の引当金には重要性はない。

(3) その他の変動にはその他のリスクおよび負債引当金から子会社および投資関連リスク引当金への組替450百万ユーロが含まれている。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
資産の現物評価額	46,497	45,346
事業者による供与資金の未償却分	(23,160)	(22,287)
既存資産に対する権利—純額	23,337	23,059
委譲者による供与資金の償却	12,613	12,047
更新引当金	9,742	9,976
取替予定資産に対する権利	22,355	22,023
フランスの公共配電特別委譲負債	45,692	45,082

注記34．営業債務

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	9,770	10,428

営業債務（EDF Trading）	3,261	2,856
営業債務	13,031	13,284

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
前受金および未成業務受入金	7,793	7,618
有形固定資産関連負債	3,247	3,331
税金負債	7,098	6,316
社会保障費	4,010	3,795
長期契約に係る繰延収益	3,438	3,586
その他の繰延収益	729	735
その他	2,909	3,367
その他の負債	29,224	28,748
非流動部分	4,810	5,126
流動部分	24,414	23,622

35.1 前受金および未成業務受入金

2016年12月31日現在、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6,828百万ユーロを含んでいる（2015年12月31日現在6,682百万ユーロ）。2016年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客によるものである。

35.2 税金負債

2016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収益1,633百万ユーロが含まれている（2015年12月31日現在1,258百万ユーロ）。

35.3 長期契約に係る繰延収益

2016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1,822百万ユーロ（2015年12月31日現在1,874百万ユーロ）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)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
損益を経由して公正価値で評価される金融資産	3,813	-	3,813	4,973	-	4,973
売却可能金融資産	22,402	17,888	40,290	18,374	15,959	34,333
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	2,157	3,899	6,056	1,716	4,322	6,038
貸付金および金融債権	1,614	13,342	14,956	1,956	14,957	16,913
流動および非流動金融資産(1)	29,986	35,129	65,115	27,019	35,238	62,257

(1) 2016年12月31日現在、(566)百万ユーロの減損を含む(2015年12月31日現在(558)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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	3,813	4,973
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	3,813	4,973

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)	2016年12月31日現在			2015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	9,201	7,766	16,967	8,227	6,976	15,203
流動性の高い資産	4,507	17,759	22,266	3,942	14,199	18,141
その他の有価証券	944	113	1,057	941	48	989
売却可能金融資産	14,652	25,638	40,290	13,110	21,223	34,333

(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。

	2016年度		2015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)
(単位：百万ユーロ)				
EDFの専用資産	760	488	530	1,118
流動性の高い資産	63	12	(108)	44
その他の有価証券	(5)	-	(40)	(77)
売却可能金融資産(3)	818	500	382	1,085

(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。

2016年度および2015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。

2016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2016年12月31日現在3,955百万ユーロ（2015年12月31日現在3,490百万ユーロ）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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
貸付金および金融債権 - NLF向け債権	8,743	9,061
貸付金および金融債権 - CSPE(1)	4,185	5,875
貸付金および金融債権 - その他	2,028	1,977
貸付金および金融債権	14,956	16,913

(1) 2016年12月31日現在の専用資産に配分された4,185百万ユーロ（2015年12月31日現在5,232百万ユーロ）を含む。

貸付金および金融債権には、以下が含まれている。

- 2016年12月31日現在総額8,743百万ユーロ（2015年12月31日現在9,061百万ユーロ）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）。
- 2015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。2016年度に受け取った払戻額293百万ユーロ。この金額は、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ものである。
CSPE債権の変動はまた、2015年12月31日までの補償不足額に係る債権および関連利息1,501百万ユーロ（うち872百万ユーロは専用資産に分類されている）のEDFによる一部譲渡を反映している（注記3.6を参照）。
- 2016年10月にEDFのRTEへの貸付金は返済された（2015年12月31日現在670百万ユーロ）。

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 2016年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2015年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2016年 12月31日 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

貸付金および金融債権の「純増加」は、CSPE債権の一部譲渡の影響(629)百万ユーロを含む(注記36.3を参照)。

貸付金および金融債権のその他の変動は、長期原子力債務の填補に関連するNLFおよび英国政府に対する債権の変動(955百万ユーロ)、ならびに、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を反映している(2016年12月31日現在568百万ユーロ、2015年12月31日現在52百万ユーロ)。

36.4.2 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2015年 12月31日 現在
売却可能金融資産	29,427	4,436	475	-	(4)	8	(9)	34,333
貸付金および金融債権	15,748	(364)	-	252	64	563	650	16,913

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
現金	2,651	3,263
現金同等物(1)	242	904
金融当座勘定	-	15
現金および現金同等物	2,893	4,182

(1) 2016年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は235百万ユーロである(2015年12月31日現在896百万ユーロ)。

現金の制約

2016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243百万ユーロを含む(注記1.3.27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)	2016年12月31日現在			2015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	52,992	12,203	65,195	52,684	11,499	64,183
売買目的デリバティブの負の公正価値	-	4,485	4,485	-	4,001	4,001
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,284	1,601	2,885	1,475	1,973	3,448
金融負債	54,276	18,289	72,565	54,159	17,473	71,632

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
2015年12月31日現在残高	48,538	3,586	10,314	445	1,300	64,183
増加	5,385	3,665	1,412	-	117	10,579
減少	(1,485)	(1,444)	(4,364)	(55)	(60)	(7,408)
換算調整	(968)	(43)	126	-	-	(885)
連結範囲の変更(1)	-	(1,585)	(139)	20	(3)	(1,707)
公正価値の変動	392	-	45	2	-	439
その他の変動	2	1	(14)	8	(3)	(6)
2016年12月31日現在残高	51,864	4,180	7,380	420	1,351	65,195

(1) 連結範囲の変更は主に売却目的保有資産に組み替えられたC25 (RTE株式所有会社) の借入に關係している。

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	52,811	52,351
EDF Energy(2)	5,268	4,983
EDF Énergies Nouvelles	4,642	4,396
Edison(3)	1,214	1,568
その他	1,260	885
借入金およびその他の金融負債	65,195	64,183

(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。

2016年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2016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 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年(1)	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
社債	EDF	01/2014	01/2017	1,000	米ドル	1.15%
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%
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12月に満期となるC25発行の2,820百万ユーロの借入は3か月物Euriborに基づく変動利付きである。当該借入価額の50.1%は「金融負債」に含まれており、49.9%は「売却目的保有資産」に含まれている（注記3.5.1を参照）。

2016年10月6日にEDFは、ユーロ建およびスイス・フラン建の数本のトランシェの優先債、ならびに、台湾市場における2本のトランシェの優先フォルモサ債を発行した（注記3.3を参照）。

2016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

2016年12月31日現在：

(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
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 およびその他の金融負債	51,864	4,180	7,380	420	1,351	65,195

2015年12月31日現在：

(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
1年未満	1,455	1,546	7,329	53	1,116	11,499
1年から5年	11,577	679	1,904	180	42	14,382
5年超	35,506	1,361	1,081	212	142	38,302
2015年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	48,538	3,586	10,314	445	1,300	64,183

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)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在		
	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造
ユーロ	31,204	20,220	51,424	31,731	16,731	48,462
米ドル	22,239	(19,314)	2,925	19,137	(17,250)	1,887
英ポンド	9,824	(827)	8,997	11,677	382	12,059
その他	1,928	(79)	1,849	1,638	137	1,775
借入金およびその他の 金融負債	65,195	-	65,195	64,183	-	64,183

(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)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在		
	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造
固定金利	58,650	(23,710)	34,940	56,840	(22,261)	34,579
変動金利	6,545	23,710	30,255	7,343	22,261	29,604
借入金およびその他の 金融負債	65,195	-	65,195	64,183	-	64,183

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

2016年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額11,709百万ユーロ（2015年12月31日現在11,380百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日現在				2015年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年 - 5年	5年超	
確認与信枠	11,709	2,205	9,504	-	11,380

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。

ただし、合計725百万ユーロの2本の借入には格付けトリガーが含まれている。このトリガーは、強制早期償還を引き起こすものではないが、借入条件の再交渉とその後の借り手による自発的返済のシグナルとなる。

2016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	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	38.2.1	65,195	64,183
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	41	(3,965)	(3,795)
現金および現金同等物	37	(2,893)	(4,182)
売却可能金融資産 - 流動性の高い資産	36.2.2	(22,266)	(18,141)
RTEへの貸付金	36.3	-	(670)
売却目的保有資産の純負債額		1,354	
純負債額		37,425	37,395

2016年度の売却目的保有資産の純負債額は主にC25（RTE株式所有会社）に関係している（注記46を参照）。

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 2016年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
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(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	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	50,394	50,394	2,167	47,375	852
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	-
償却原価で計上されている金融資産	14,956	15,059	-	15,059	-
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
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	7,370	7,370	321	6,821	228
借入金およびその他の金融負債(2)	65,195	70,682	-	70,682	-
償却原価で計上されている金融負債	65,195	70,682	-	70,682	-

(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。

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 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
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(1)	4,973	4,973	427	4,439	107
売却可能金融資産	34,333	34,333	1,676	32,032	625
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	6,038	6,038	31	6,007	-
公正価値で計上される現金同等物	896	896	113	783	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	46,240	46,240	2,247	43,261	732
貸付金および金融債権 - NLF向け債権	9,061	9,061	-	9,061	-
貸付金および金融債権 - CSPE	5,875	5,875	-	5,875	-
その他の貸付金および金融債権	1,977	2,008	-	2,008	-
償却原価で計上されている金融資産	16,913	16,944	-	16,944	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	3,448	3,448	161	3,285	2
売買目的デリバティブの負の公正価値	4,001	4,001	390	3,516	95
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	7,449	7,449	551	6,801	97
借入金およびその他の金融負債(2)	64,183	69,815	-	69,815	-
償却原価で計上されている金融負債	64,183	69,815	-	69,815	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値4,973百万ユーロを含む。

(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 2016年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	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 (IAS第32号による相殺対象外)					
	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品の 公正 価値	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 - 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 - 負債	(7,370)	(5,240)	(8,045)	5,915	(2,130)	1,689	56	(385)

39.2.2 2015年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	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 (IAS第32号による相殺対象外)			
	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 - 資産	11,011	2,925	13,290	(5,204)	8,086	(1,695)	(2,142)	4,249
デリバティブの公正価値 - 負債	(7,449)	(2,391)	(10,262)	5,204	(5,058)	1,695	58	(3,305)

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29.1.5.1。
 - 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	2016年12月31日現在	2015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	6,056	6,038
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,885)	(3,448)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		3,171	2,590
金利ヘッジ・デリバティブ	41.4.1	2,023	2,033
為替ヘッジ・デリバティブ	41.4.2	2,122	1,472
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	41.4.3	(995)	(913)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	41.5	21	(2)

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	2016年12月31日現在	2015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	3,965	3,795
在外純投資をヘッジするデリバティブの公正価値		14	(420)
その他のヘッジ・デリバティブ(コモディティ)の公正価値		(808)	(785)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		3,171	2,590

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。

2016年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(11)百万ユーロの損失(2015年度(9)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。

2016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(2015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。

2016年度	2015年度
--------	--------

(単位：百万ユーロ)	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	6	-	1	(19)	-	-
為替ヘッジ	70	288	(4)	702	656	(19)
在外純投資ヘッジ	1,352	-	-	(1,038)	-	-
コモディティ・ヘッジ	(489)	361	31	(59)	(470)	(10)
ヘッジ・デリバティブ(3)	939	649	28	(414)	186	(29)

(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)	2016年12月31日現在想定元本				2015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	2016年	2015年	
						12月31日現在	12月31日現在	
固定金利支払 / 変動金利受取	294	668	380	1,342	1,683	(62)	(121)	
変動金利支払 / 固定金利受取	600	3,430	20,876	24,906	23,523	2,299	2,178	
変動金利 / 変動金利	712	-	1,310	2,022	2,767	4	(3)	
固定金利 / 固定金利	1,044	5,830	3,453	10,327	8,248	(218)	(21)	
金利スワップ	2,650	9,928	26,019	38,597	36,221	2,023	2,033	
金利ヘッジ・デリバティブ	2,650	9,928	26,019	38,597	36,221	2,023	2,033	

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。

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 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

2015年12月31日現在：

	2015年12月31日現在受取想定元本				2015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	2015年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)									
為替予約取引	4,477	843	-	5,320	4,434	847	-	5,281	39
スワップ	13,101	13,858	10,335	37,294	12,820	13,090	9,826	35,736	1,433
為替ヘッジ・デリバティブ	17,578	14,701	10,335	42,614	17,254	13,937	9,826	41,017	1,472

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(2,610)	182
ガス・ヘッジ契約	(316)	35
石炭ヘッジ契約	9	(142)
石油製品ヘッジ契約	2,007	(86)
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	421	(48)
税引前公正価値変動額	(489)	(59)

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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
電力ヘッジ契約	1,276	(113)
ガス・ヘッジ契約	(943)	(200)
石炭ヘッジ契約	(72)	(353)
石油製品ヘッジ契約	86	161
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	14	35
税引前公正価値変動額	361	(470)

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： 百万ユーロ)	測定単位	2016年12月31日現在				2015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
		1年未満	1 - 5年	5年超		合計	
スワップ		5	-	-	5	(3)	2
先渡 / 先物		(36)	(53)	-	(89)	(1,174)	784
電力	TWh	(31)	(53)	-	(84)	(1,177)	784
スワップ		(411)	(120)	-	(531)	(4)	(952)
先渡 / 先物		1,039	646	-	1,685	109	1,621
ガス	百万サーム	628	526	-	1,154	105	669
スワップ		19,219	5,939	-	25,158	69	69,044
石油製品	千バレル	19,219	5,939	-	25,158	69	69,044
スワップ		-	-	-	-	-	(1)
石炭	百万トン	-	-	-	-	-	(1)
スワップ		-	-	-	-	-	-
先渡 / 先物		17,400	4,302	-	21,702	8	20,606
二酸化炭素	千トン	17,400	4,302	-	21,702	8	20,606
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						(995)	(913)

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	2016年12月31日現在		2015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	8	(2)
ガス	百万サーム	(307)	18		
コモディティ関連公正価値ヘッジ			21		(2)

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	2016年12月31日現在	2015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	3,813	4,973
売買目的デリバティブの負の公正価値	38.1	(4,485)	(4,001)
売買目的デリバティブの公正価値		(672)	972
売買目的金利デリバティブ	42.1	(55)	(52)
売買目的通貨デリバティブ	42.2	(179)	98
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	42.3	(438)	926

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)	2016年12月31日現在想定元本				2015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	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在
オプション購入	-	-	517	517	525	22	26
金利取引	-	-	517	517	525	22	26
固定金利支払 / 変動金利受取	18	288	436	742	2,680	(77)	(123)
変動金利支払 / 固定金利受取	4	245	157	406	1,493	(2)	43
変動金利 / 変動金利	-	910	-	910	-	1	1
固定金利 / 固定金利	61	357	-	418	301	1	1
金利スワップ	83	1,800	593	2,476	4,474	(77)	(78)
売買目的金利デリバティブ	83	1,800	1,110	2,993	4,999	(55)	(52)

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。

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 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)

2015年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2015年12月31日現在受取想定元本				2015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	2015年 12月31日現在
先渡取引	849	242	15	1,106	851	247	20	1,118	(9)
スワップ	8,738	802	-	9,540	8,651	793	-	9,444	107
売買目的通貨デリバティブ	9,587	1,044	15	10,646	9,502	1,040	20	10,562	98

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	2016年12月31日現在		2015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		(18)	52	(19)	70
オプション		4	118	83	(30)
先渡 / 先物		(45)	(406)	(6)	589
電力	TWh	(59)	(236)	58	629
スワップ		8,253	114	4,174	287
オプション		338	38	4,076	54
先渡 / 先物		(4,169)	(205)	(2,463)	21
ガス	百万サーム	4,422	(53)	5,787	362
スワップ		11,159	27	4,278	(27)
オプション		(247)	(14)	207	-
先渡 / 先物		(10)	(2)	(29)	1
石油製品	千バレル	10,902	11	4,456	(26)
スワップ		-	(205)	(1)	(203)
オプション		-	-	(16)	(3)
先渡 / 先物		45	105	66	252
運賃		7	31	(8)	90
石炭および運賃	百万トン	52	(69)	41	136
スワップ		113	-	-	-
オプション		-	-	600	-
先渡 / 先物		2,906	(42)	12,673	(20)
二酸化炭素	千トン	3,019	(42)	13,273	(20)
スワップ / オプション			258		194
先渡 / 先物			(308)		(352)
その他のコモディティ			(50)		(158)
組込コモディティ・デリバティブ			1		3
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ			(438)		926

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)

	2016年度	2015年度
棚卸資産の変動	6	129
公共電力サービス拠出金（CSPE）債権の変動	(9)	(230)
営業債権の変動	(1,487)	896
営業債務の変動	91	(967)
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	(536)	304
運転資本の変動	(1,935)	132

43.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)

	2016年度	2015年度
無形資産の取得	(1,038)	(1,224)
有形資産の取得	(13,217)	(13,249)
固定資産未払金の変動	(142)	(316)
無形および有形資産への投資	(14,397)	(14,789)

注記44．オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2016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	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	44.1.1	46,560	42,060
投資コミットメント（付与）	44.1.2	18,605	13,262
資金供与コミットメント（付与）	44.1.3	5,535	6,390
コミットメント（付与）合計		70,700	61,712

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）

2016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）	2016年12月31日現在	2015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)	32,669	29,909
業務契約履行コミットメント（付与）	10,260	8,317
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	3,631	3,834
業務コミットメント（付与）合計	46,560	42,060

(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。

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の期限は、以下のように到来する。

（単位：百万ユーロ）	2016年12月31日現在					2015年12月31日現在
	合計	期限				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)	9,267	1,586	2,739	2,136	2,806	9,401
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	662	171	364	127	-	740
核燃料購入	22,740	1,888	8,538	7,150	5,164	19,768
燃料およびエネルギー購入コミットメント	32,669	3,645	11,641	9,413	7,970	29,909

(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、2016年12月31日現在643百万ユーロ（2015年12月31日現在669百万ユーロ）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コミットメントの変動は、主にEDFの核燃料購入コミットメントの重大な増加に関係している。

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バ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2016年度の合計は43TWh（2015年度は41TWh）で、これには、熱電併給に係るもの6TWh（2015年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2015年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの8TWh（2015年度は7TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2015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増加は、主に、天然ウラン、フッ素化サービスおよび濃縮サービス購入のためのAREVAとの間の2016年度における新規契約の締結によるものである。これらの契約は特に英国におけるヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRのための燃料供給に関係している。

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。2016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)	2016年12月31日現在				2015年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1 - 5年	5年超	
Edison	167	13	47	107	180
EDF	26	2	6	18	88

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。2016年11月に、Sonatrachとの間で、ガールシ・パイプラインの操業開始後のアルジェリアからの天然ガスの将来の輸入についての覚書が締結された。

Edisonが7.3%の持分を持つガス液化企業である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）

2016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)	2016年12月31日現在				2015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）	5,883	3,488	1,833	562	4,055
業務購入コミットメント(1)	4,212	2,509	1,392	311	4,084
その他の業務コミットメント	165	80	70	15	178
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	10,260	6,077	3,295	888	8,317

(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、2016年12月31日現在1,121百万ユーロ（2015年12月31日現在126百万ユーロ）を含む。

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
EDF	1,612	1,443
EDF Énergies Nouvelles	1,617	340
Edison	1,432	1,193
EDF Energy	630	428
その他の企業	592	651
合計	5,883	4,055

業務保証（付与）の2015年12月31日からの変動は、主にカナダ、フランスおよびインドにおけるプロジェクトに関連して、EDF Énergies Nouvellesによって共同支配企業に提供された新規の保証である。

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
EDF	2,434	2,343
EDF Energy	608	715
Enedis	598	413
その他の企業	572	613
合計	4,212	4,084

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

2016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）	2016年12月31日現在				2015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	3,631	646	1,719	1,266	3,834

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）

2016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)	2016年12月31日現在				2015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	17,351	7,040	8,735	1,576	12,294
金融資産購入関連コミットメント	406	315	91	-	270
投資に関連するその他のコミットメント	848	287	561	-	698
投資コミットメント（付与）合計(1)	18,605	7,642	9,387	1,576	13,262

(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、2016年12月31日現在548百万ユーロ（2015年12月31日現在326百万ユーロ）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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
EDF	7,556	8,426
EDF Energy	5,837	529
Enedis	2,621	1,771
EDF Énergies Nouvelles	977	1,066
その他の企業	360	502
合計	17,351	12,294

これらのコミットメントの増加は、主にEDF Energyが締結したヒンクリー・ポイントC発電所の建設に関連する新契約およびEnedisによるLinkyメータの展開に起因する。

EDFの有形および無形固定資産購入コミットメントの減少は、FLA3 EPRプロジェクトの進捗によるものである。

44.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

2016年12月31日現在、当グループのオフバランスシート・コミットメントは重要な金融資産購入関連コミットメントを含んでいない。

なお、2016年11月15日に、EDFはAREVA NPの子会社であるNew AREVA NP取得プロセスを開始した（注記3.4を参照）。

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39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。2016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

2016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）

2016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。

	2016年12月31日現在				2015年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1 - 5年	5年超	
（単位：百万ユーロ）					
不動産担保権	4,637	104	694	3,839	5,075
借入金関連保証	644	259	250	135	1,050
その他資金供与コミットメント	254	236	13	5	265
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	5,535	599	957	3,979	6,390

(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、2016年12月31日現在673百万ユーロ（2015年12月31日現在847百万ユーロ）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	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	44.2.1	3,430	2,633
投資コミットメント（受取）	44.2.2	3,663	80
資金供与コミットメント（受取）	44.2.3	24	29
コミットメント（受取）合計(2)		7,117	2,742

(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）

2016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。

	2016年12月31日現在				2015年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1 - 5年	5年超	
（単位：百万ユーロ）					
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	911	121	471	319	1,021
業務販売コミットメント	829	325	267	237	520

業務保証（受取）	1,637	1,082	344	211	1,030
その他の業務コミットメント（受取）	53	16	27	10	62
業務コミットメント（受取）	3,430	1,544	1,109	777	2,633

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911百万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。
- ・ 英国において、EDFは2009年に、2011年以降5年間にわたり、18TWhの電力をCentricaに市場価格で供給することを確約した。2016年度にこのコミットメントは終了した。

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）

	2016年12月31日現在			2015年 12月31日現在	
	合計	期限			合計
		1年未満	1 - 5年	5年超	
(単位：百万ユーロ)					
投資コミットメント（受取）	3,663	3,323	99	241	80

2016年12月31日の投資コミットメント（受取）は、主に新会社C25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（注記3.5.1を参照）。

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（注記3.5.3および3.5.4を参照）。

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2016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）

	2016年12月31日現在			2015年 12月31日現在	
(単位：百万ユーロ)	合計	期限			合計
		1年未満	1 - 5年	5年超	
資金供与とコミットメント（受取）	24	1	2	21	29

注記45. 偶発債務

45.1 バーデン＝ヴュルテンベルク州/EnBWによる訴訟手続き

2012年2月に、EDF Internationalは、ドイツ企業のNeckarpri GmbHが国際商業会議所に提出した仲裁申立書を受け取った。Neckarpri GmbH は、2010年12月6日に合意され、2011年2月17日に完了したEDFグループのEnBWに対する持分のバーデン＝ヴュルテンベルク州による取得のピークルである。

Neckarpriは、EDFグループのEnBWへの投資に対して支払った価格は過大であることから、違法な政府補助金になると主張している。これを根拠に、Neckarpriは、過払いであったとする金額の払戻しを主張している。その金額は、仲裁申立書において当初20億ユーロと見積もられたが、2012年7月に、バーデン＝ヴュルテンベルクが委託したEnBWの評価に関する外部報告書において834百万ユーロと再見積りされた。2012年9月に、Neckarpriは、主たる請求をこの金額まで減額することを確認した。代替手段として、NeckarpriはEDFグループによるEnBW持分の売却を取り消すことを求めている。

EDFはこの訴訟手続きが根拠のない、法の乱用であると考えており、EDF Internationalはこれにより被った不利益に対し賠償を求める反対申立てを行った。

仲裁裁判所は2016年5月6日に、NeckarpriがEDF Internationalに対して申し立てたすべての請求を棄却して、EDF Internationalに有利な判決を下した。EDF Internationalの反対申立ては認められないとされた。

45.2 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ている。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に関係する問題であるため、RTE、EnedisおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。当グループはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。EDFおよびその子会社RTEならびにÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受け、この判決はヴェルサイユ行政控訴院によってすべて支持された。当局はこれらの判決について政府評議会に上訴した。この争いの結果が不利なものであれば、当グループの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約250百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。この修正は、各年に適用される可能性があり、2016年12月31日現在で法人所得税における約500百万ユーロの財務リスクに相当する。

税務当局はまた、British Energyの取得に関連して間接子会社であるLake Acquisitions Limitedに対してEDFが供与した無利子の前渡金につき更生通知を発行した。EDFが開始した示談交渉は2016年度に当グループに有利な結果となった。

2015年度後半に、税務当局は当社に対し、2012年度および2013年度に係る上記の反復的な更正に関する通知を発行し、特定の長期引当金の損金算入の可能性に異議を唱えた。

EDF International

EDF Internationalの2008年度から2011年度の税務調査の結果、2011年度後半および2013年度後半に修正勧告を受けた。約265百万ユーロの2つの主な更正は、米国子会社EDF IncへのCEG株式の拠出に係る損失（2009年度後半に発生し、EDF Internationalの所得から控除された）、および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関するものであった。2012年度に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。2015年度に、EDF Internationalが開始したCEG株式の評価に関するフランスと米国との間の法廷外での話し合いが終了し、当社に通知された税金の更正は取り下げられた。

税務当局は、2012年度および2013年度に係る転換社債の評価に関する更正を維持した。

45.3 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。

45.4 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、CSPEが補償すべきコストを非常に大きく増加させる可能性のある買取契約の申請が急増した。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契約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、EDFの太陽光電力購入義務を一時的かつ遡及的に停止して、2010年12月2日までに接続申請を完了していなかった生産者の買取価格を引き下げた。

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日の破産院の緑色・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、保険業者は現在もなお、その他の係争事件について如何なる支払いも拒絶している。

EDFとEnedisはその責任について異議を唱えており、また：

- ・ 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。
- ・ 2006年度および2010年度の料金の決定が政府補助金に関する欧州の法律に準拠しているかどうかの点について、ヴェルサイユ控訴裁判所による2016年9月20日付の欧州連合司法裁判所への予備的質問を受けた手続きの停止を定期的に申請している。多数の裁判所および控訴裁判所はこの申請を認めている。

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、購入義務契約の履行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。ADLCによる調査の結果、EDFの行為が競争を阻害するものであるとの決断が下された場合、ADLCは、フランス商法第L.464-2条に従い、EDFに対し金融制裁を科す可能性がある。科される可能性のある罰金の額は、申し立てられた事実の重大性、経済に与えた損害の重要性およびその企業の状態に比例して決定され、当該企業の全世界における税引前売上高の10%を上限とする。

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を約10百万ユーロと主張した。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。

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)	2016年12月31日現在	2015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	-

当グループは、2016年12月31日現在で、以下の事業に係る貸借対照表項目を売却目的保有資産および関連負債に組み替えた。

- ・ C25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3.5.1を参照）。
- ・ EDF Polskaの資産の売却（注記3.5.2を参照）。
- ・ EDF Démászの資産の売却（注記3.5.3を参照）。
- ・ EDF Tradingの石炭売買および輸送事業の売却（注記3.5.4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C25株式を2016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）は専用資産に再投資されている（現在は「現金ポートフォリオ」）（注記3.6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。

2016年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は5,633百万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所有会社であるC25の当グループ持分75.93%。2016年12月31日現在、当該株式の金額は3,905百万ユーロである（2015年12月31日現在、RTE株式の50%について、2,580百万ユーロ）（注記3.5.1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、ThyssengasおよびAéroports de la Côte d'Azur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)およびGéosell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 表示	2016年12月31日現在		2015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		8,010	8,010	7,298	7,298
負債商品		6,866	6,866	6,674	6,674
現金ポートフォリオ		900	900	282	282
専用資産 - 株式および負債商品	売却可能金融資産	15,776	15,776	14,254	14,254

デリバティブ	デリバティブの 公正価値	(18)	(18)	6	6
その他	売却可能金融資産	-	-	20	20
株式および債券の分散投資		15,758	15,758	14,280	14,280
CSPE債権(1)	貸付金および 金融債権	4,185	4,288	5,232	5,232
デリバティブ	デリバティブの 公正価値	(2)	(2)	(7)	(7)
デリバティブ考慮後CSPE 債権		4,183	4,286	5,225	5,225
C25 (RTE株式所有会社) (2)	関連会社に対する 投資(3)	1,852	3,905	2,580	2,580
その他の関連会社	関連会社に対する 投資(3)	487	537	466	466
その他の資産	売却可能金融資産	1,191	1,191	929	929
非上場資産 (EDF Invest)		3,530	5,633	3,975	3,975
専用資産合計(4)		23,471	25,677	23,480	23,480

- (1) 2015年12月31日現在の補償対象不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分894百万ユーロ（この部分は専用資産に再投資されている）を控除した金額からなる債権（注記3.6を参照）。この部分の譲渡後、CSPE債権の公正価値は現在の市場金利に基づき調整されている。
- (2) 2016年度はRTE株式100%所有会社であるC25に対する当グループの投資の75.93%。2015年度はRTEに対する当グループの投資の50%。
- (3) RTE株式は、連結財務諸表上、専用資産に配分されている部分（75.93%）については、自己資本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将来の売却価格に基づいている（注記3.5.1を参照）。
- (4) 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。
- (5) 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ており、2017年度上半期に予定されている、C25（RTE株式所有会社）に対する持分の一部の売却が完了すれば、2017年度においては25,653百万ユーロに達する可能性がある。

組成された企業 - 投資ファンド

当グループの保有する投資ファンドは、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2016年12月31日現在の資産価額は1,548百万ユーロである（2015年12月31日現在1,292百万ユーロ）。ファンドは主に9本の上場ファンド総額1,297百万ユーロ（2015年12月31日現在7本の上場ファンド総額1,130百万ユーロ）からなる。

47.4 2016年度の専用資産の変動

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%である。他の条件が一定である場合、2017年上半期に予定されているC25株式の一部売却完了後には、この引当率は105.3%になる。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%である。

総引出額は、2016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377百万ユーロ（2015年度378百万ユーロ）であった。2016年度には専用資産への配分は行われなかった（2015年度の配分は38百万ユーロ）。2015年12月31日現在で報告された972百万ユーロの要配分額は、主に、900MW PWR発電所の減価償却期間が50年へと延長されて専用資産によって填補される引当金から1,657百万ユーロが戻入されたため、2016年6月30日現在では適用されなかった（注記3.1を参照）。

しかしながら、2016年12月31日現在、特に年末の実質割引率の低下に起因して、2015年3月24日付政令に基づく専用資産への配分による相殺を要する引当金の増加は合計で1,095百万ユーロとなった。EDFは、経済・財政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日付書簡に従って、財務諸表の確定月中に専用資産に当該金額を配分する予定である。

年初の急落後、2016年の金融市場は、一般には不利になる積極的管理方針が敷かれる国際政治環境の不安定にもかかわらず、好調な終わりを迎えた。この背景に対して、特に年初は新興市場の比率を下げて、金融ポートフォリオ（株式および負債商品）は保守的に管理された。しかしながら、特に新興市場について、年末までには株式配分による差額は解消された。社債ポートフォリオについては、金利の新たな上昇に備えるために、感応度が引き下げられた。

非上場資産ポートフォリオについては、EDF Investは2016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続けた。

2016年10月5日に、EDF Investとドイツのインフラ・ファンドであるDIFはドイツの主要な規制ガス輸送網のひとつであるThyssengasの50/50の取得を発表した。

2016年11月9日に、規制上の承認を得た後、AtlantiaとEDF Investは、75%/25%の投資ピークルであるAzzurra Aeroporti Srl経由で、フランスのニース・コート・ダジュール、カンヌ・モンドリユーおよびサントロペ空港、ならびに、Sky Valetの国際事業航空サービス網の管理会社であるAéroports de la Côte d'Azur (ACA)の64%持分を取得した。

これらの投資は、TIGF、Porterbrook、MRG、GéoselおよびC25（RTE株式所有会社）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。

2016年度には合計で428百万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（2015年度972百万ユーロ）。

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、2016年12月31日現在、税引前でプラスの1,984百万ユーロ（2015年12月31日現在1,711百万ユーロ）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2016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

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）	2016年12月31日現在	2015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	820	-
放射性廃棄物長期管理引当金	8,966	8,254
原子力発電所廃炉引当金	14,122	14,930
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	450	462
長期原子力債務の現在原価	24,358	23,646

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。

	関連会社 および共同支配企業		共同支配事業		フランス政府 または国有企業(1)		グループ合計	
（単位：百万ユーロ）	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日
売上高	547	618	-	-	1,328	976	1,875	1,594
エネルギー購入	3,651	3,738	4	4	2,418	2,077	6,073	5,819
対外購入	4	27	4	4	1,065	1,187	1,073	1,218
金融資産	106	670	-	-	-	-	106	670
その他の資産	575	603	-	-	754	845	1,329	1,448

金融負債	-	-	-	-	-	-	-	
その他の負債	1,106	1,049	-	-	880	1,043	1,986	2,092

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

48.1 連結範囲に含まれる企業との取引

主要な関連会社（RTE、CENG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、2016年12月31日現在EDFの資本の85.62%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AREVAグループに関するものである。

AREVA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ならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

2016年11月15日に、取締役会は、AREVA NPの完全所有子会社である「New AREVA NP」に対する排他的支配をEDFに付与する投資売却契約の条項を承認した（注記3.4を参照）。

サイクルの初期段階

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン燃料集合体供給契約を締結した。

合わせて、数本の重要な契約も協議された。

- ・ 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は、AREVA Minesとの間のウラン契約、AREVA NCとの間の転換契約および濃縮契約、ならびに、AREVA NPとの間の製造契約に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとAREVA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。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令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

2013年度に、EDFとAREVAは、フラマンヴィルのEPRボイラーに関する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。

当グループは、極めて少数のAREVA株式を保有している（2.24％）。

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（2016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2016年度の報酬総額は12.1百万ユーロ（2015年度12.2百万ユーロ）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年間に付き発効し、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、Kogeneracja、Zielona Gora、EDF PolskaおよびEDF Luminusである。

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。2015年度に、当グループは、2014年度中に発生した排出に関して48百万トンを出した。

2016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5百万トン（2015年度7百万トン）である。

2016年12月31日現在の排出量は38百万トンであった（2015年12月31日現在47百万トン）。2016年12月31日現在、割当超過排出による引当金は90百万ユーロ（2015年12月31日現在209百万ユーロ）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。

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。

49.3 再生可能エネルギー証書

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、イタリアおよびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている（注記1.3.28.2を参照）。

2016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、744百万ユーロの引当金が計上された。

注記50．後発事象

EDF PolskaおよびEDF Démászに関する期末日後の進展については注記3.5.2および3.5.3を参照。フランスにおける原子力引当金の計算に使用される割引率の規制上限についての、特に2017年度における変更に関する期末日後の進展については注記29.1.5.1および47.4を参照。

50.1 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。

50.2 2017年2月13日に開催された取締役会

2017年2月13日に開催された取締役会において、EDFの取締役会は2016年4月22日の発表の通り、合計約40億ユーロ（発行プレミアムを含む）の既存株主に対する優先引受権による増資の実施を決定した。

市況およびフランスの市場監督機関（Autorité des Marchés Financiers）（AMF）による目論見書の承認を条件とするが、EDFはこの増資を2017年度第1四半期末前に行う予定である。この取引は、2016年7月26日に開催された当社臨時株主総会における2番目の決議によって取締役会に付与された権限移譲に従って、取締役会が新たに審議した後に、実行される予定である。

EDFの最大の株主であるフランス政府は、合計約40億ユーロのうち30億ユーロの新株引受を確約している。

注記51．2016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。
- ・ 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。

51.1 完全連結会社

	所有割合（％） 2016年 12月31日現在	所有割合（％） 2015年 12月31日現在	事業部門	
フランス - 発電と供給				
Électricité de France - 親会社	100.00	100.00	G,D,0	
Group Support Services (G2S)	100.00	100.00	0	
その他の持株会社（EDF Invest）	100.00	100.00	0	
フランス - 規制業務				
Enedis（旧ERDF）	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	
C25（RTE株式会社所有会社）	100.00	-	A	
英国				
EDF Energy plc (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	97.40	G,0	
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	100.00	100.00	0	
Fenice Qualita Per L'Ambiente SpA (Fenice)(1)	-	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	100.00	G,D,0
EDF Paliwa Sp.z o.o. (Energokrak)	ポーランド	99.51	97.44	0
EDF Polska SA	ポーランド	99.51	97.44	G
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	ポーランド	49.91	49.55	G,0
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	ポーランド	49.11	48.75	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	-	G

事業セグメント：G = 発電、D = 配電、T = 送電、0 = その他

(1) Feniceは2016年12月31日現在Edisonグループの一部である。

所有割合（％） 所有割合（％）
2016年 2015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
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)(1)	フランス	-	100.00	0
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	フランス	55.00	55.00	0
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains(2)	フランス	-	51.00	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、0＝その他

(1) Cofivaは2016年12月31日現在EDEVに吸収されている。

(2) Tiruは2016年12月31日現在Dalkiaグループの一部である。所有割合は現在75%である。

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（％）
2016年 2015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、0＝その他

51.3 持分法適用子会社

		所有割合（％） 2016年 12月31日現在	所有割合（％） 2015年 12月31日現在	事業部門
フランス - 発電と供給				
Elisandra IV (Madrileña Red de Gas Holding) (EDF Invest)	スペイン	20.00	25.00	0
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	ルクセンブルグ	46.50	46.50	0
Immo C47 (EDF Invest)	フランス	100.00	100.00	0
Géosel Manosque (EDF Invest)	フランス	25.00	-	0
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	フランス	50.00	-	0
フランス - 規制業務				
RTE Réseau de Transport d'Electricité (RTE)	フランス	100.00	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、0 = その他

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（％） 2016年12月31日現在	議決権比率（％） 2016年12月31日現在
Edison SpA	97.45	99.48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49.91	50.00
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	49.11	98.40
EDF Paliwa Sp.z o.o.	99.51	100.00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55.00	54.98
EDF Investissements Groupe SA	93.89	50.00

注記52．法定監査人の報酬

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おこなっ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）	%
監査：				
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
完全連結子会社	6,787	40.0	8,639	63.7
小計	10,488	61.8	12,174	89.7
非監査サービス				
EDF	1,973	11.6	448	3.3
完全連結子会社	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

2015年度の法定監査人報酬

以下の表は2015年度中に法定監査人およびそのネットワークがおこなっ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）	%
監査				
個別および連結財務諸表の法定監査、証明、				
レビュー				
EDF	3,681	22.5	3,623	25.9
完全連結子会社	7,574	46.2	8,309	59.4
小計	11,255	68.7	11,932	85.3
非監査サービス				
EDF	1,771	10.8	713	5.1
完全連結子会社	3,353	20.5	1,341	9.6
小計	5,124	31.3	2,054	14.7
合計	16,379	100	13,986	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	2016年度			2015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		40,857	50,642		41,553	51,505
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			1,127	1,397		875	1,085
営業補助金	5		6,532	8,096		6,338	7,856
引当金および減価償却費の戻入額	6		3,808	4,720		3,124	3,872
その他の営業収益および費用振替額	7		784	972		938	1,163
営業収益合計			53,108	65,827		52,828	65,480
購入およびその他の対外費用	8		33,408	41,409		33,094	41,020
購入燃料使用分		2,894			2,823		
エネルギー購入		12,427			10,933		
サービスおよびその他購入品使用分		18,087			19,338		
法人所得税以外の税金	9		2,616	3,243		2,682	3,324
人件費	10		6,874	8,520		6,812	8,443
減価償却費、償却費および引当金繰入額	11		5,550	6,879		7,210	8,937
減価償却費および償却費	11.1	2,904			3,447		
引当金繰入額および減損	11.2	2,646			3,763		
その他の営業費用	12		1,482	1,837		1,409	1,746
営業費用合計			49,930	61,888		51,207	63,471
営業利益(-)			3,178	3,939		1,621	2,009
共同事業取引			6	7		16	20
金融損益	13		(1,264)	(1,567)		(2,275)	(2,820)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (- + +)			1,920	2,380		(638)	(791)
臨時損益	14		4,277	5,301		846	1,049
法人所得税	15		(680)	(843)		63	78
損益(- + + + +)			5,517	6,838		271	336

(1) 2016年度輸出製品売上高：8,194百万ユーロ、2016年度輸出サービス売上高：480百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2016年12月31日現在				2015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	1,619	751	868	1,076	851	1,055
EDF所有有形固定資産	16-17	79,789	54,767	25,022	31,015	25,406	31,491
委譲運営有形固定資産	16-17	14,119	8,337	5,782	7,167	5,666	7,023
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	17,741	141	17,600	21,815	15,888	19,693
投資および関連債権		55,718	172	55,546	68,849	57,435	71,191
投資有価証券		16,954	179	16,775	20,793	12,766	15,823
貸付金その他の金融資産		13,871	3	13,868	17,189	13,685	16,963
金融資産	18	86,543	354	86,189	106,831	83,886	103,977
固定資産合計		199,811	64,350	135,461	167,904	131,697	163,238
棚卸資産および仕掛品	19	10,373	247	10,126	12,551	10,212	12,658
発注に係る前渡金	20	1,097	129	968	1,200	1,223	1,516
営業債権およびその他の債権	20	22,347	426	21,921	27,171	19,583	24,273
市場性のある有価証券	21	17,204	10	17,194	21,312	13,900	17,229
現金性金融商品	20	4,610	-	4,610	5,714	4,759	5,899
現金および現金同等物	22	5,457	-	5,457	6,764	6,199	7,684
前払費用	20	1,334	-	1,334	1,653	1,339	1,660
流動資産合計		62,422	812	61,610	76,366	57,215	70,918
繰延費用()		285	-	285	353	289	358
社債償還プレミアム()		686	196	490	607	512	635
未実現為替差損()	23	1,083	-	1,083	1,342	2,070	2,566
資産合計(+ + + +)		264,287	65,358	198,929	246,572	191,783	237,715

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		1,055	1,308	960	1,190
資本剰余金		9,847	12,205	8,081	10,016
再評価剰余金		679	842	675	837
剰余金					
法定準備金		101	125	93	115
その他の剰余金		3,000	3,719	3,000	3,719
繰越損益		3,317	4,111	5,134	6,364
当期利益または損失		5,517	6,838	271	336
中間配当		(1,006)	(1,247)	(1,059)	(1,313)
投資補助金		169	209	170	211
税務規制引当金		6,132	7,601	6,233	7,726
自己資本	24	28,812	35,712	23,558	29,200
追加的自己資本	25	11,038	13,682	11,281	13,983
特別委譲勘定	26	2,120	2,628	2,093	2,594
自己資本および委譲勘定合計		41,970	52,022	36,932	45,777
リスク引当金	27	2,189	2,713	3,056	3,788
原子力発電関連引当金（核燃料サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料）	28	36,033	44,663	36,130	44,783
非原子力施設廃止引当金	29	617	765	597	740
従業員給付引当金	30	10,846	13,444	10,759	13,336
その他の費用引当金	31	879	1,090	969	1,201
費用引当金		48,375	59,961	48,455	60,060
引当金合計		50,564	62,674	51,511	63,848
金融負債	33	56,861	70,479	55,821	69,190
前受金および中間払前受金	32	7,068	8,761	6,819	8,452
営業、投資およびその他の負債	32	33,172	41,117	32,741	40,582
現金性金融商品	32	5,283	6,548	3,969	4,920
繰延収益	32	3,627	4,496	3,698	4,584
負債合計	32	106,011	131,401	103,048	127,728
未実現為替差益（　）	34	384	476	292	362
自己資本および負債合計（　　＋　　＋　　＋　　）		198,929	246,572	191,783	237,715

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2016年度		2015年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動					
税引前利益 / (損失)		6,198	7,682	208	258
償却費、減価償却費および引当金繰入額		3,082	3,820	7,023	8,705
資産譲渡 (益) / 損 ⁽¹⁾		(3,873)	(4,801)	(505)	(626)
金融収益および費用		(405)	(502)	(814)	(1,009)
運転資本の変動		2,335	2,894	872	1,081
営業によるキャッシュ・フロー (純額)		7,337	9,094	6,784	8,409
金融費用の純支払額 (受取配当金を含む)		1,749	2,168	1,637	2,029
法人所得税の支払額		(621)	(770)	(1,102)	(1,366)
2015年7月22日付の欧州委員会の決定 ⁽²⁾		0	0	(789)	(978)
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	(A)	8,465	10,492	6,531	8,095
投資活動					
有形固定資産および無形資産への投資		(6,001)	(7,438)	(5,957)	(7,384)
有形固定資産および無形資産の売却による収入		16	20	21	26
金融資産の変動 ⁽³⁾		(1,676)	(2,077)	(9,645)	(11,955)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	(B)	(7,661)	(9,496)	(15,582)	(19,314)
財務活動					
借入債務および引受契約の発行		6,130	7,598	9,807	12,156
借入債務の返済および引受契約による支払		(8,645)	(10,715)	(2,969)	(3,680)
支払配当金	24	(165)	(205)	(1,420)	(1,760)
永久劣後債の発行		-	-	-	-
委譲運営資産に対する受取拠出金		7	9	10	12
投資補助金		8	10	6	7
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	(C)	(2,665)	(3,303)	5,433	6,734
現金および現金同等物の純増加 / (減少) 額	(A) + (B) + (C)	(1,861)	(2,307)	(3,617)	(4,483)
現金および現金同等物の期首残高 ⁽⁴⁾	22	(2,427)	(3,008)	1,226	1,520
為替変動の影響		250	310	(90)	(112)
現金および現金同等物に係る金融収益		57	71	54	67
現金および現金同等物の期末残高 ⁽⁴⁾	22	(3,981)	(4,934)	(2,427)	(3,008)

(1) RTE全株式の新会社C25への売却による利益を含む (注記2.5を参照)。

(2) 2015年7月22日付で欧州委員会は、1987年から1996年の間に設定されたフランスの一般電力網施設の更新に対する引当金の税務上の取扱いを、欧州連合の規則に適合しない政府補助金として分類する新たな決定を公表した (2015年度の財務諸表に対する注記2.2を参照)。

(3) 「金融資産の変動」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む。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 (注記2.6を参照) を含む。この項目は、C25へ譲渡したRTE株式について受け取った現金対価2,667百万ユーロを含む (注記2.5を参照)。

(4) 「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。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、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(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。

2015年12月4日付命令によって承認された当該規則は、2016年1月1日から強制適用されている。これは、EDF SAの財務諸表に影響を与えていない。

適用した会計処理および評価の方法は、2015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。

原子力発電所の会計上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。

EDFは数年間にわたり耐用年数を延長するための準備を進めてきており、2015年1月の取締役会で大筋が承認された「グラン・カレナージュ(grand carénage)」と呼ばれる業界の総点検プログラムに基づいて必要な投資を行っている。

2016年度中に、900MWシリーズの発電所の会計上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発電所について見積りの変更を行った(注記2.1「フランスにおける900MWのPWR原子力発電所の減価償却期間の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。

これらの耐用年数は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日に従っている。

その他の見積りおよび判断の使用を伴う慎重に取り扱うべき主要な会計処理方法は以下の通りである。

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。

1.2.1 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、稼働中の発電所の耐用年数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、2016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續および時期の変更。
- ・ 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。

1.2.2 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。

2016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、2016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。

1.2.3 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

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。

1.4 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211-3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、内部創設が購入かに関わらず、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。

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
・送電および配電設備（電線、変電所）	: 20～45年

1.5.3 委譲契約

フランスにおいて、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。

ブ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、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まれる。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。ブ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

これらの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3.2を参照）。

予備部品の減損は、関連する部品の回転率に依存する。

1.9 営業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。

外貨建借入債務をヘッジするスワップについての換算差額は、「現金性金融商品」の相手勘定として「未実現為替差益」および「未実現為替差損」に計上される。

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

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、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、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。

- 使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための核燃料サイクル終了費用。
- 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。

店頭で取引されるデリバティブについては、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

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

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、会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 900MWのPWRシリーズ¹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。

EDF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、2016年度に充足されたと考えている。

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、EDF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有している。これはまた、国際的なベンチマークによっても確認されている。

EDF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ている。いくつかの点が未確定ではあるが、現在、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ている。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、最初の検査開始の数か月前に発表されるASNの包括的見解が出るまでの間、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る。

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。

これらすべてに鑑み、EDFは現時点において、900MWシリーズの減価償却期間に係る最善の見積りは50年であると考えている。この会計上の見積りの変更は、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、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。

この会計上の見積りの変更は将来に向かって適用され、2016年12月31日現在のEDF SAの連結財務諸表に以下の影響を与えている。

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1,657百万ユーロ（注記38.2.4を参照）を含めて原子力発電関連引当金が2,044百万ユーロ減少した（注記28を参照）。この引当金の戻入は、損益計算書には影響を与えないが、当該資産の正味帳簿価額に配分されている（注記17を参照）。これ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ている。

2016年度への影響の見積額は以下の通りである：

- ・ 会計上の減価償却期間の10年の延長および原子力引当金の減少に対応した1月1日現在の資産価額の減少の結果、減価償却費が減価償却期間40年に基づく減価償却と比べて減少し、年度の見積額が959百万ユーロとなった（注記11を参照）ほか、税務上の減価償却超過額の戻入額の減少により臨時損益が(81)百万ユーロ減少した（注記14を参照）。
- ・ 2016年1月1日現在の原子力引当金の減少の結果、時の経過による割引の戻入に係る費用が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に関連する収益は、42百万ユーロ減少した。
- ・ 全体では、様々な影響により税引前利益は926百万ユーロ増加し、純利益は72百万ユーロ減少した。

2.2 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EPR 2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C(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。

この重要な節目により、包括的EPR設計の査定、原子力用地の認可取得および現場作業の開始を含む10年間の計画および準備を経て、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの開発フェーズは終了した。

資金調達

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。

EDFは過半数株主にとどまる意向であり、英国政府の承認なしに建設フェーズ中にHPCの支配を移転してはならないとする英国政府の条件に留意している。EDFは他の投資者を当プロジェクトに参加させる可能性を除外していないが、今後、少なくとも50%の持分を維持する。

HPCプロジェクト向けの資金調達保証契約もまた、英国大蔵省との間で、2016年9月29日に署名された。最大20億英ポンドの第一ランシエが、一定の要件が充足された時点で調達可能となる。しかし、EDFが英国政府に表明した通り、EDFは現時点ではこの保証を利用する意図はなく、プロジェクトは、少なくとも当初は、自己資金により賄われる予定である。

投資利益率および感応度

プロジェクト費用総額は、名目で180億英ポンドと見積られている(中間利息を除く)。この投資は、少なくとも当初フェーズでは、パートナーによる資本拠出により調達される。EDFグループの持分は120億英ポンドであり、CGNの持分は60億英ポンドである。これらの金額は偶発債務引当金を含む。最終的なプロジェクト費用がこれを下回る場合には、差額決済契約の利益分配メカニズムに基づいて利益が消費者に分配される。発電所建設のリスク、特に遅延および予算超過に伴うリスクは、投資者が負担する。

株主による自己資本コミットメント総額は、計画された180億英ポンドに加え、27億英ポンドの追加的な15%のマージンを含む。

予測IRRは約9%と見積られる。

このIRRの感応度は、12か月の建設遅延に対し約45ベシス・ポイントである。

利益保証契約：差額決済契約—CfD

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。

同日以降、HPCの発電電力の市場での販売に係る基準価格が契約上合意した行使価格に満たない場合には、発電業者が追加の支払いを受け、超える場合には発電業者がその差額を支払う。

2.3 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、EDF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になる。

2.4 AREVA NP事業の取得に関する法的拘束力を持つ契約のEDFとAREVAによる署名

EDFとAREVA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（少なくとも51%）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が20%を所有する専門会社（現Nuclear Island Common Engineering）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。当該契約の対象となる分野は、新たな原子炉の輸出販売における総合的提案（核燃料集合体および原材料）の促進、廃炉作業（方法、道具、技術等）および使用済み燃料の貯蔵（共同輸出の提案）に係る協力、第4世代原子炉に関する研究（ボイラーおよび燃料）の継続、ならびに研究開発協力などである。

2016年1月27日の会議において、EDFの取締役会は、AREVA NPの事業のEDFによる買収に関するAREVAとの協議が、2015年度下半期中に実施されたデューデリジェンス作業を受けて終了した旨の報告を受けた。

取締役会は、EDFが取得しようとする事業であるAREVA NPの資本100%¹の最終評価額25億ユーロを承認した。この金額は当該取引の完了日現在で作成される財務諸表により上方または下方修正される可能性があり、当該完了日後に測定される一定の業績目標の達成度に基づいて最大350百万ユーロまでのアーンアウト支払が生じる可能性がある。

1. 金融債務の移転を含まない。

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。これは2016年度初めからの新たな展開に留意したもので、上記の3セクションには影響を与えなかった。評価額は変更されず、アーンアウト支払は最大325百万ユーロに改定された。

2016年度初めからの新たな展開は、以下の通りである。

- ・ オルキルオト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 AREVA NPを設立し、EDFが同社の独占的支配権を取得する。同社は、オルキルオト3の契約およびEDFが負う意思のない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。オルキルオト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完了に必要な資源、ならびにル・クルーゾ工場で鍛造された部品に関連する一定の契約は、その期限および、現在実施中の監査の一環として進行中である関連リスクの査定に応じて、AREVA SAグループ傘下のAREVA NPに留保される。
- ・ AREVA NPは、引き続きAREVA SAの完全所有子会社であり、New AREVA 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。New AREVA NPの評価額は、引き続きAREVA NPについてEDFが確認した評価額である資本100%に対し25億ユーロである。
- ・ AREVAとEDFは、EDFがNew AREVA NPの独占的支配権を取得する前に、専門会社（現Nuclear Island Common Engineering（NICE））を設立するとの共通の意思を有する。

- ・ AREVAのル・クルーゾ工場において、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ている。すなわち、終了した契約をNew AREVA NPに移管しないこと、個別の補償および全般的な保証、EDFによるNew AREVA NPの独占的支配権の取得完了のための要件（2017年度後半の意向）であり、これはフラマンヴィル3の原子炉の一次回路テスト結果に対するASNの結論、およびル・クルーゾ、サン・マルセル、ジュモンの工場においてAREVA NPが開始した品質監査の結果によって左右される。AREVA SAは、引き続き、ル・クルーゾならびに該当する場合にはサン・マルセルおよびジュモンの工場で製造された設備の品質管理において表面化した欠陥に関する約定義務について、通常の方法で責任を負う。その目的は、重度として分類された欠陥に伴うリスクからEDFを完全に保護することにある。

この覚書の条件に従い、株式売却契約が、EDF SAと、AREVA SAおよびAREVA NPの間で署名された。この取引に係る意見が、EDFの2016年10月27日の中央企業委員会およびAREVAの2016年11月10日の中央企業委員会により表明され、当該取引は、AREVAの2016年11月10日の取締役会およびEDFの2016年11月15日の取締役会により承認された。当該契約は、全当事者により2016年11月15日に署名された。

この取引の完了は、2017年度下半期中と見込まれ、依然として以下を条件としている。

- ・ 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・クルーゾ、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

一方、AREVAとEDFは、EDFと共にNew AREVA NPの株主になることに関心を示した戦略的投資家との協議を開始した。従って、EDFの取得持分は、「最低51%」の目標まで減少する可能性があるが、EDFは独占的支配権を維持することになる。

2.5 EDF、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurances：法的拘束力を持つ契約の署名

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¹、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。

1. 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、潜在的な補完額は最大100百万ユーロであった。

この取引の完了は、必要な認可（例えば、合併を管轄する関係当局による）が得られた時点であり、2017年度中と見込まれる。

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（現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。

次いで、EDFは、C25の資本の49.9%をCaisse des DépôtsおよびCNP Assurancesに売却する予定である。

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（注記14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ている（注記18を参照）。

2016年12月19日付政令2016-1781の公表を受けて、C25の持分は、EDFの核サイクル終了費用をカバーすることを目的とした専用資産ポートフォリオに分配することが可能である。2016年12月31日現在、C25に対する持分の75.93%が専用資産に分配された（注記38.2.3を参照）。この取引が完了すれば、EDFのC25に対する残りの持分（50.1%）は専用資産ポートフォリオに分配される。

2.6 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。

2.7 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。この部分は閉鎖に関連する予想コスト（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。

取締役会は、これらの条件が取消し要請の提出前に充足されることを明確にするため、追加的な討議を行うことを決定した。

注記3．2016年度における規制関連事象

3.1 フランスの規制電力販売料金

3.1.1 国務院による2014年-2015年の規制料金の取消し

2014年7月28日および10月30日付省令ならびに2014年10月28日付政令の取消しおよび撤回を求める数件の申立てが、ADONE（フランスのエネルギー小売業者協会）により、国務院に提起された。

2016年5月13日に報告官（Rapporteur）が結論を公開で読み上げた後、国務院は2016年5月19日および6月15日付で決定を下した。当該決定において国務院は、

- ・ 2014年10月28日付政令に対する申立ての実体を棄却し、これにより規制販売料金を設定するための「積上げ」方式の正当性を確認した。
- ・ 2014年7月28日付省令を、法的根拠不十分として破棄した。当該省令は、先の2013年7月26日付政令において計画されていた2014年8月1日からの「青色」料金の5%引上げを取り消すものであった。

- ・ 2014年10月30日付決定を、同日現在の料金是正調整総額を含めずに設定された住宅顧客向け「青色」料金および「緑色」料金の水準が不十分であるとして取り消した。

国務院の要請による是正後の2014年-2015年の料金は、2016年10月2日付の官報にて公表された。

この是正に基づいて、追加の売上収益1,018百万ユーロが2016年度の損益計算書に計上された（注記4を参照）。当該是正に伴う各種費用を含め、2016年度の法人所得税および臨時損益計上前損益に対する影響は、856百万ユーロである。

3.1.2 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法の適用に当たり、2015年12月7日付で、料金体系の提案責任は、フランスのエネルギー規制委員会(Commission de Régulation de l'EnergieまたはCRE)に移管された。

2016年7月13日に、CREは、住宅顧客向け青色料金の平均0.5%の引下げ、および非住宅顧客向け青色料金の平均1.5%の引下げを提案した。関係大臣はこの提案を承認し、この新料金体系に係る省令が2016年7月29日付官報にて公布され、2016年8月1日に施行された。CREの提案はまた、2014年10月28日付政令およびNOME法に準拠した「積上げ」方式を用いた規制販売料金算定のために選定した方法および選択肢に関する詳細も提示した。

「黄色」および「緑色」料金

2015年12月31日付で、「黄色」および「緑色」規制料金は終了した。2016年1月1日までに、関連する顧客層の約4分の3は選定した供給業者との市場価格契約に署名した。供給業者との署名に至らなかった残りの4分の1は、2016年6月30日付で終了した移行契約に基づいて、引き続き従来の供給業者から電力の供給を受けた。

2016年度上半期中に、CREは、2016年6月30日現在で供給業者を選定していなかった用地（2016年6月初め現在で約20,000件）を割り当てる目的で、供給業者からの入札の募集を設定した。供給業者は、CREが設定した契約および電力価格の組み合わせに対し、販売メガワット当たりの国に支払われる金額を提示して入札する。いずれの供給業者も契約の組み合わせの15%を超えて落札することはできない。

EDFは、他の供給業者数社と同様に、当該契約の15%を落札し、自社契約の提示も継続しながら、CREが設定した契約および電力価格に基づいて、2016年7月1日から対象用地に供給を行っている。

2016年11月に、CREは、入札がないため未だに移行契約を継続している用地、初回の入札募集において組み合わせから除外された用地、および割り当てられた供給業者の範囲に切り替えていなかった用地（約2,700件）の割当てを目的として、第2次入札募集を設定した。入札は行われず、これらの用地は依然として移行契約を継続している。

3.2 改訂後フランス発電容量メカニズムの欧州委員会による承認

2016年11月8日に、欧州委員会は、フランスにより提案された発電容量市場は政府補助金に係る国内市場規則に適合すると結論付けた。この決定により、その前年にフランスに対して開始された綿密な調査は終了し、当該メカニズムが2017年1月1日付で発効可能となった。この2016年11月8日付決定は、ARENHシステムに関連する発電容量保証の売却方法も規定している（注記3.4を参照）。

この委員会決定は、主に以下の3つの側面について当該メカニズムを改訂するとフランス当局が確約したことに起因している。

- ・ 新たな市場参加者の参入を、一定条件下で期間7年の証書を入手する新規の発電容量を認めることにより、促進する。
- ・ ピーク時の相互接続に利用可能な発電容量を条件に、近隣EU加盟国からの発電容量供給業者を含める。
- ・ 当該メカニズムの透明性を高め、起こりうる市場操作に対し予防対策を講じる。

2016年11月におけるメカニズム規則の改訂により、上記のうち3番目の措置の適用が可能となった。

上記のうち最初の2つの措置については、2019年に発効するさらなる改訂が必要である。2017年度中に発電容量市場の参加者に対して規則の変更に関する諮問が行われる予定である。

フランスの発電容量の初回の競売は、2016年12月15日に、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。合計22.6GWが、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。決定された均衡価格はkWh当たり10ユーロであった。この価格はまた、2017年度の発電容量の「市場参照価格」にもなる。

発電容量価格は、供給業者（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る。

回目の競売は、2017年度およびそれ以降の年度に関して、2017年度中に行われる予定である。

3.3 公共エネルギー・サービス費用の補償

公共エネルギー・サービス費用に関する資金調達・補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、ガスおよび電力に関連する一定の公共サービス費用を負担する事業者への補償を行うために存在する。EDFは、関連する主要な事業者である¹。

1. 地方の配電業者およびÉlectricité de Mayotteも、当システムに少額の拠出を行っている。

当該メカニズムの対象となる費用

現行のシステムは、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改定されたものである。当該システムは、フランス政府により監視され、フランス政府はCREから情報提供を受けて国家予算を通じて資金を供給し、CREは

各事業者について補償すべき費用の額を算定し提案する。その結果、公共エネルギー・サービス費用は、以下の2つの項目を通じて国家予算に組み入れられる。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目。予算の対象は、主に義務対象事業者が負担する費用、例えば、供給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契約に係る追加コスト、費用の予測と実績の差異、EDFへの累積不足額の払戻しに対する年次拠出金、ならびに2016年度の前年までは免除対象であった産業事業者に対するTICFE（CSPEから改称）余剰額の返済などである。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目。予算の対象は、連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務、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。

CSPEメカニズムの財源

当該システムの財源は、エネルギー消費に係る4種の税金（電力に係るTICFE、石炭および類似資源に係るTICC、天然ガスに係るTICGN、燃料油に係るTICPE）によって、変動割合で賄われる。

2016年度については、特別「エネルギー移行」予算項目は、TICFEの100%およびTICGNによる税収の2.16%により賄われた。他の税金による税収は、特定の費目に割り当てられることなく一般予算に算入された。

2017年1月1日から、特別「エネルギー移行」予算項目は、主にTICPE、補完的にTICCという炭素エネルギー税の税収により賄われる。TICFEを含む他の税金による税収は、一般予算に寄与する。

TICFE（CSPEから改称）の水準は2016年度において、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、電力集約的利用者に対する軽減料率が付加価値1ユーロ当たりkWhの規準および電力集約度に応じてMWh当たり0.5ユーロから7.5ユーロで、安定していた。これらの料率はフランスの2017年度財政法により変更されていない。

2016年度のEDF負担費用に対する補償

EDFに係る2016年度の補償対象費用の額は6,365百万ユーロであり、2015年度から1%増加した。この微増の主な理由は、再生可能エネルギー工場がフランスで拡張されたことによる再生可能エネルギー量の成長に主に起因する購入義務コストの増加が、相互接続されていない地域における発電の余剰コスト低減により一部相殺されたことである。2016年度中の受取金額は合計で6,357百万ユーロであり、2015年度から4%増加した。

改革前の不足額の払戻し

フランス政府は、2016年12月2日付省令を公布し、補償における過去の累積不足額について、2015年12月31日現在でEDFが受け取るべき債権の最終的な金額を設定した（2015年度中の発生利息を除く元金で5,780百万ユーロ）。同省令においては、当該債権が2020年度までに払い戻されるとする払戻スケジュールも規定された。

2016年12月22日に、EDFは、フランス政府に対する公共エネルギー・サービス費用の補償に関する債権のうち、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（26.40%）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。この譲渡取引により、諸費用および手数料を控除後で、1,538百万ユーロの利益が生じた。

当該取引後、2017年度からEDFは、政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%（債権の未譲渡部分に相当）および関連利息を受け取る。

3.4 ARENH

当年度の大半にわたり、卸売市場価格の下落により、当該市場は魅力的なエネルギー供給源となった。その結果、2015年度末現在で2016年度上半期の供給に関するARENH（歴史的な原子力発電電力への規制接続）制度の申請はなく、2016年度下半期の供給に関する2016年度半ばの申請もなかった。

しかし、2016年11月/12月に、極めて多数のARENH申請が代替供給業者によりなされた（2017年度上半期に関して40.8TWhの確定契約）。2016年11月/12月のARENH供給入札期間までの数週間における2017年度に係る先物価格の急騰（特に第1四半期に係る上昇が通年の全般的な上昇を牽引した）を前提に、申請入札価格は、ARENH価格のMWh当たり42ユーロ（発電容量保証の価値も含む）を上回った。

2016年11月8日および14日付省令により、ARENHの枠組契約が改訂された。主な変更は、発電容量メカニズムの実施に関する規定および供給業者による早期解約の規則の追加であった。改訂後の枠組契約は、一方的な解約の可能性に制約を設け、ARENH価格が2%を超えて変更された場合、枠組契約が大幅に変更された場合、またはARENH規制の変更が当該購入者の供給条件のバランスに大幅なマイナスの影響を与える場合に限り、適用可能としている。

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)	2016年度	2015年度
エネルギー売上高(1)	38,836	39,504
商品およびサービス売上高	2,021	2,049
売上高	40,857	41,553

(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。

2016年度における売上高の変動は、主に厳しい競争（「黄色」および「緑色」規制料金の終了に伴う）ならびに電力市場価格の下落を反映している。原子力発電量の減少は、主に原子力安全当局(ASN)による検査要請の結果、卸売市場への供給が大幅に減少したことに関連していた。

この売上高の減少は、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是正による影響額1,018百万ユーロ（注記3.1を参照）および天候による有利な影響により一部相殺された。

注記5．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
営業補助金	6,532	6,338

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、この補償により、2016年度に6,510百万ユーロ（2015年度に6,320百万ユーロ）の利益が認識されている。この増加は、主に電力の市場価格の低下ならびに風力および太陽光発電エネルギー購入量の増加（これにより購入義務に関して受け取る予定の補助金が増加した）によるものである。

注記６．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
リスク引当金の戻入	261	158
年金および類似債務	1,219	1,272
使用済燃料管理	817	826
放射性廃棄物長期管理(1)	698	215
原子力発電所の廃炉	159	165
化石燃料火力および水力発電所の廃炉	51	32
その他費用引当金	225	121
費用引当金の戻入	3,169	2,631
減価償却の戻入	378	335
引当金および減損の戻入額合計	3,808	3,124

(1) 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465百万ユーロを含む（注記11.2を参照）。

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)	2016年度	2015年度
その他の営業収益	665	824
費用振替額	119	114
合計	784	938

注記８．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
購入燃料使用分(1)	2,894	2,823
エネルギー購入(2)	12,427	10,933
サービスおよびその他購入品使用分(3)	18,087	19,338
購入およびその他の対外費用	33,408	33,094

(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。

(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。

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)	2016年度	2015年度
給与・賃金に対する税金	176	171
エネルギー関連の税金	1,236	1,226
地域経済拠出金	482	561
資産税	408	393
その他税金	314	331
法人所得税以外の税金	2,616	2,682

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
給与・賃金	4,001	3,964
社会保障費	2,873	2,848
人件費	6,874	6,812

	2016年度			2015年度
	管理職	その他	合 計	合 計
IEG従業員	28,979	36,277	65,256	66,337
その他	1,882	2,356	4,238	4,432
平均従業員数	30,861	38,633	69,494	70,769

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)	2016年度	2015年度
無形資産償却費	181	158
有形固定資産減価償却費：		
- EDF所有(1)	2,451	3,032
- 委譲運営(2)	246	233
固定資産減価償却費および償却費合計	2,878	3,423
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用	26	24
減価償却費および償却費合計	2,904	3,447

(1) EDF所有有形固定資産の減価償却費は、900MW PWRシリーズ原子力発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の50年への延長による影響を受けており、その影響額は2016年12月31日現在959百万ユーロである（注記2.1を参照）。

(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)	2016年度	2015年度
リスク引当金(1)	372	353
年金および類似債務	891	885
使用済核燃料管理	389	726
放射性廃棄物長期管理(2)	173	516
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料(3)	156	590
火力および水力発電所の廃止	22	-
その他費用引当金	137	143
費用引当金	1,768	2,860
減損(4)	506	550
引当金および減損合計	2,646	3,763

(1) 増加の大半は供給および販売契約に関係している。

(2) 2015年度のこの項目は、Cigéo貯蔵プロジェクトに基づく、長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用に関する2016年1月15日付決定を受けた引当金の増加820百万ユーロ（注記28.2の長寿命中高レベル廃棄物を参照）、および永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオの更新による放射性廃棄物長期管理引当金への影響を反映した戻入332百万ユーロ（注記28.2の長寿命低レベル廃棄物を参照）を含む。

(3) 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。2015年度には、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉に関する見積の更新により引当金の増加590百万ユーロが計上された（注記28.3を参照）。

(4) 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て2016年度に計上された引当金の増加29百万ユーロを含む。2015年度には、2016年度初めのアラモン火力発電所の閉鎖決定に関連して70百万ユーロの増加が計上された。

注記12．その他の営業費用

その他の営業費用は、2016年度に1,482百万ユーロ（2015年度に1,409百万ユーロ）であり、特に、回収不能債権に係る損失および売却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)	2016年度	2015年度
投資による収益(1)	2,240	2,081
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)	555	458
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)	(2,856)	(2,662)
引当金および減損戻入額ならびに費用振替額(4)	1,535	339
為替差損益	466	936
・差益	3,061	5,489
・差損	(2,595)	(4,553)
市場性のある有価証券売却益	(35)	(12)
・純利益	9	25
・純損失	(44)	(37)
金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(5)	(3,169)	(3,415)
金融損益	(1,264)	(2,275)

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関連している。

- Enedis (2016年度551百万ユーロ、2015年度454百万ユーロ)。
- RTE (2016年度129百万ユーロ、2015年度176百万ユーロ)。
- C3 (EDF Investissementsグループの持株会社) (2016年度345百万ユーロ、2015年度646百万ユーロ)。
- EDF International (2016年度500百万ユーロ、2015年度400百万ユーロ)。
- EDF Holding (2016年度517百万ユーロ、2015年度235百万ユーロ)。
- PEI (2016年度55百万ユーロ、2015年度17百万ユーロ)。
- EDF Immo (2016年度61百万ユーロ、2015年度39百万ユーロ)。
- EDEV (2015年度100百万ユーロ、2016年度は相当額なし)。

(2) 2016年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する100百万ユーロの収益を含んでいる(2015年度88百万ユーロ)。

(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(453)百万ユーロによるものである。2015年度は、フランスの一般電力網に関する2015年7月22日付の欧州委員会の決定を受けて利息費用282百万ユーロが計上された(2015年度の財務諸表に対する注記2.2を参照)。

(4) この変動は、主に、長期借入金に係る未実現為替差損引当金の戻入1,128百万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、ならびに長期および雇用後給付引当金の割引費用を含んでいる。これらはまた、i)ヘッジしていない外貨建借入金および永久劣後債に係る不利な外国為替の影響(2016年度には大幅に減少した)、ならびに、ii)投資有価証券および投資に係る引当金の増加を反映している。

2016年度において、原子力引当金の割引費用は、実質割引率の低下(2015年12月31日現在2.9%に対し2016年12月31日現在は2.7%)により679百万ユーロ増加している。しかし、ヘッジしていない外貨建借入金および永久劣後債に係る外国為替の影響は、外国為替の変動により2015年度に比して大幅に好転した。

注記14．臨時損益

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2.5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。2016年1月1日付の900MW PWR原子力発電所の減価償却期間の50年への延長(注記2.1を参照)による同項目戻入額の減少(81百万ユーロ)を含む。

2015年12月31日現在、臨時項目により純利益846百万ユーロが生じた。その主要項目は以下の通りである。

- 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707百万ユーロ。

- 税務上の減価償却超過額の純戻入額117百万ユーロ。

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。2016年度の連結納税グループは、RTE Réseau de Transport d'Électricité、Enedis、EDF International、EDF Énergies NouvellesおよびDalkiaを含む224の子会社から構成されている。

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（社会保障費、および配当分配額に係る3%の負担）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ないと定められている。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ないと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2016年度に680百万ユーロの法人所得税費用を計上した。その内訳は以下の通りである。

- 2016年度の課税所得に係る費用839百万ユーロ。
- 臨時費用純額59百万ユーロ。
- 連結納税から生じたプラスの調整に係る218百万ユーロ。

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2015年度分として2016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)	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
1. 繰延税金資産が生じる期間差異			
- 引当金の損金不算入額(1)	(14,938)	(13,560)	(1,378)
- 金融商品および未実現為替差益	(967)	(1,528)	561
- その他	(378)	(287)	(91)
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(16,283)	(15,375)	(908)
2. 繰延税金負債が生じる期間差異			
- 金融商品および未実現為替差損	2,276	2,457	(181)
- その他	1,716	1,435	281
標準税率を適用される繰延税金負債合計	3,992	3,892	100
- 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	(10)	(4)	(6)
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	69	75	(6)
繰延税金の基礎	(12,222)	(11,408)	(814)
標準税率による将来の税金資産（純額）(2)	3,585	3,954	(369)
軽減税率による将来の税金負債（純額）	(2)	(3)	1

(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28.92%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)	2015年 12月31日 現在総額	増加	減少	2016年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	1,354	217	192	1,379
その他	232	9	1	240
無形資産	1,586	226	193	1,619
土地	119	5	6	118
建物	9,984	423	56	10,351
原子力発電所	52,134	2,839	771	54,202
電力網以外の機械および設備	12,086	804	318	12,572
EDF所有電力網	939	61	1	999
その他	1,493	142	88	1,547
EDF所有有形固定資産	76,755	4,274	1,240	79,789
土地	39	1	-	40
建物	9,740	185	19	9,906
電力網以外の機械および設備	1,464	51	11	1,504
委譲電力網	2,553	120	15	2,658
その他	10	1	-	11
委譲運営有形固定資産(1)	13,806	358	45	14,119
有形固定資産(2)	11,940	6,204	4,085	14,059
無形資産(2)	1,363	328	1,059	632
発注に係る前渡金および未成業務支出金	2,844	206	-	3,050
建設中の資産	16,147	6,738	5,144	17,741
無形および有形固定資産合計(3)	108,294	11,596	6,622	113,268

(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のEPR建設に係っている。これらはまた、フラマンヴィル3 EPRに関連する一定の費用の、建設中の無形資産から建設中の有形固定資産への組替を含む。

(3) 2016年12月31日現在フラマンヴィル3 EPR(8,801百万ユーロ)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)	2015年 12月31日現在	増加	減少	2016年 12月31日現在
ソフトウェア	643	198	192	649
その他	92	10	-	102
無形資産	735	208	192	751
土地および建物	6,773	232	53	6,952
原子力発電所(1)	35,447	3,797	815	38,429
電力網以外の機械および設備	7,833	539	354	8,018
EDF所有電力網	418	28	1	445
その他	878	123	78	923
EDF所有有形固定資産	51,349	4,719	1,301	54,767
土地および建物	6,087	141	17	6,211
電力網以外の機械および設備	1,017	24	8	1,033
委譲電力網	1,026	69	13	1,082
その他	10	1	-	11
委譲運営有形固定資産	8,140	235	38	8,337
建設中の有形資産	259	8	126	141
減価償却費、償却費および減損合計	60,483	5,170	1,657	63,996

(1) 原子力発電所の減価償却費および減損の増加は、2016年1月1日付の900MW PWR原子力発電所の減価償却期間の50年への延長（注記2.1を参照）による影響額2,044百万ユーロを反映している。

注記18．金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2016年 12月31日現在 総額	2015年 12月31日現在 総額
投資(1)	55,667	57,169
投資に関連する債権	51	451
投資有価証券(2)	16,698	12,823
その他の投資	257	162
CSPE債権(3)	4,184	5,872
子会社貸付金その他の金融資産(4)	9,686	7,816
金融資産合計、総額	86,543	84,293
投資および関連債権の減損	(171)	(185)
投資有価証券の減損	(183)	(222)
減損合計	(354)	(407)
金融資産合計、純額	86,189	83,886

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- 正味帳簿価額4,030百万ユーロのRTE全株式の新会社C25への売却。
- 総額5,143百万ユーロのC25株式の受取：このうち2,577百万ユーロは投資として、2,566百万ユーロは投資有価証券として分類された（注記2.5を参照）。

(2) 投資有価証券の変動は、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。C25株式のうち、Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesに売却予定の49.9%は、2,566百万ユーロで投資有価証券として分類されている（注記2.5を参照）。専用資産の取得および売却により、2016度に正味売却益が発生した（注記14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。フランスのエネルギー法第R121-31条を適用して行われた2016年5月13日付および2016年12月2日付決定において公表されたスケジュールに従い、2016年度中に受け取った払戻額は293百万ユーロであった。

CSPE債権の変動はまた、2015年12月31日までの補償不足額および関連利息に関連する債権の一部のEDFによる譲渡1,501百万ユーロ（このうち872百万ユーロは専用資産に分類された）も反映している（注記2.6を参照）。

(4) 2016年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計9,592百万ユーロであり、EDF Internationalに対する4,560百万ユーロ、EDF Energy に対する1,506百万ユーロ、PEIに対する926百万ユーロ、Dalkiaに対する1,068百万ユーロ、EDF Energies Nouvellesに対する1,158百万ユーロおよびEdisonに対する220百万ユーロを含む。EDFのRTEに対する貸付金は、2016年10月に全額返済された（2015年12月31日現在670百万ユーロ）。

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 帳簿価額の 総額	2016年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2015年 12月31日現在 自己資本	2015年度 純利益	2016年度 受取 配当金	2015年度 売上高
子会社							
* 持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,286	(15)	-	2
EDF International	25,930	-	100	21,720	(1,194)	500	2
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	882	58	55	712
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,598	544	517	-
C3	11,196	-	100	11,639	363	345	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,442	52	61	-
C25(1)	2,577	-	100	-	-	-	-
その他の会社	1,071	-	100	984	34	36	-
* 工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	8
Dalkia Investissement	200	26	100	150	14	-	nm
Dalkia	967	-	99	551	45	20	2,066
Enedis	2,700	-	100	4,775	374	551	13,548
その他の国々							
Emosson	14	14	50	129	-	-	34
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKL)	3	-	50	113	4	4	11
Forces Motrices du Châtelôt	nm	-	50	8	nm	nm	5
* その他の企業(GIE EIF ER)	112	110	-	-	-	-	-
合計	55,536	150				2,089	

nm: 重要でない(500,000ユーロ未満)。

(1) C25はRTEの100%所有会社であり、2,577百万ユーロは投資として、2,566百万ユーロは2017年度に売却予定であるため投資有価証券として分類されている（注記2.5を参照）。

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 の帳簿価額 総額	2016年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2015年 12月31日現在 自己資本	2015年度 純利益	2016年度 受取配当金
子会社						
合計 繰越	55,536	150				2,089
投資						
.1 EDFが10%から50%の持分を 保有する会社						
*工業および商業会社						
フランス						
Trimet France	130	21	35	251	9	7
合計 .1	130	21				7
.2 EDFが10%未満の持分を 保有する会社						
その他の会社	-	-	-	-	-	-
その他の国々						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	109	5	nm
合計 .2	1	-				-
合計	131	21				7
投資合計、総額	55,667	171				2,096
投資合計、純額	55,496					

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 総額	帳簿価額 純額	公正価値	帳簿価額 総額	帳簿価額 純額	公正価値
投資有価証券価額	12,823	12,609	14,463	16,698	16,520	17,606

2016年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオ総額は、専用資産（15,245百万ユーロ、C25株式に対応する1,328百万ユーロを含む（注記38.2.3を参照））および123百万ユーロのAREVA株式（減損87百万ユーロ計上済み）から構成されている。

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、その後は每期、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)	2015年12月31日現在 総額	増加	減少	2016年12月31日現在 総額
自己株式	35	118	(127)	26

2016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26百万ユーロの2,618,621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			2016年	2015年
	1年未満	1 - 5年	5年超	12月31日現在 総額	12月31日現在 総額
投資に関連する債権	2	-	49	51	451
CSPE債権	977	3,207	-	4,184	5,872
貸付金その他の金融資産	6,776	1,692	1,219	9,687	7,816
貸付金および投資に関連する債権	7,755	4,899	1,268	13,922	14,139

[次へ](#)

注記19．棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2016年12月31日現在			2015年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,746	(19)	8,727	8,598	(17)	8,581
その他の原材料	185	-	185	236	-	236
その他の貯蔵品	1,109	(198)	911	1,205	(175)	1,030
仕掛品その他の棚卸資産	333	(30)	303	365	-	365
棚卸資産合計	10,373	(247)	10,126	10,404	(192)	10,212

注記20．その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2016年 12月31日現在 総額	2015年 12月31日現在 総額
	1年未満	1 - 5年	5年超		
発注に係る前渡金	358	465	274	1,097	1,224
- 営業債権：					
請求額	2,299	-	-	2,299	2,094
未請求受取債権(1)	14,061	127	-	14,188	12,157
- その他の受取債権(2)	5,641	63	156	5,860	5,725
営業受取債権	22,001	190	156	22,347	19,976
現金性金融商品(3)	1,159	1,457	1,994	4,610	4,759
前払費用	529	242	563	1,334	1,339
流動資産合計	24,047	2,354	2,987	29,388	27,298

- (1) 主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。料金の遡及的調整額（注記3.1を参照）のうち2016年12月31日現在未入金分966百万ユーロについて2016年度に認識された未収収益を含む。
- (2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権3,476百万ユーロおよび公共エネルギー・サービス費用の補償に関する1,637百万ユーロ（2015年度1,640百万ユーロ）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)	2016年12月 31日現在	2015年12月 31日現在	増減
自己株式	3	3	-
投資ファンド	3,955	3,518	437
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）	4,179	4,098	81
債券	6,787	5,686	1,101
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	2,280	602	1,678
総額合計	17,204	13,907	3,297
引当金	(10)	(7)	(3)
純額合計	17,194	13,900	3,294

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)

	2016年12月 31日現在	2015年12月 31日現在	増減
市場性のある有価証券	17,204	13,907	3,297
現金および現金同等物	5,457	6,199	(742)
貸借対照表資産小計	22,661	20,106	2,555
ユーロ建投資ファンド	(3,955)	(3,518)	(437)
満期3か月超の譲渡性負債商品(ユーロ建)	(4,084)	(3,951)	(133)
満期3か月超の譲渡性負債商品(ユーロ建以外)	(95)	(147)	52
債券	(6,787)	(5,686)	(1,101)
自己株式	(3)	(3)	(0)
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(2,280)	(602)	(1,678)
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	(17,204)	(13,907)	(3,297)
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)	-	56	(56)
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)	(9,438)	(8,682)	(756)
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*	(3,981)	(2,427)	(1,554)
為替変動の影響の消去			(250)
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			(57)
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*			(1,861)

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

注記23．未実現為替差損

2016年12月31日現在の未実現為替差損は1,083百万ユーロであり、主に、英ポンドおよび米ドルの変動による不利な影響を反映している(2015年12月31日現在2,070百万ユーロ)。

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 および 中間配当	当期 純利益	投資 補助金	税務規制 引当金	自己資本 合計
2014年12月31日現在	930	10,967	4,539	1,649	174	6,324	24,583
2014年度の純利益の配分	-	-	380	(380)	-	-	-
2015年度の純利益	-	-	-	271	-	-	271
2015年12月18日の増資	30	876	-	-	-	-	906
配当金の分配	-	-	1	(1,269)	-	-	(1,268)
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	6	214	-	(4)	(91)	125
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

24.1 資本金

2016年12月31日現在のEDFの資本金は1,054,568,341.50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2,109,136,683株から成っている。資本金のうち85.62%はフランス政府、12.68%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.57%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.13%はEDFが自己株式として所有している。

2016年6月に、2015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、93,112,364株の新株発行を受けて資本金が47百万ユーロ増加し、発行プレミアム892百万ユーロを計上した。

2016年10月に、2016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、95,885,292株の新株発行を受けて資本金が48百万ユーロ増加し、発行プレミアム875百万ユーロを計上した。

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

2016年5月12日の株主総会において、2015年度について1株当たり1.10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。

EDF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1.21ユーロである。

中間配当（1株当たり0.57ユーロ）は2015年12月18日に支払われたため、2015年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.53ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.64ユーロとなった。この未払配当残額は2016年6月30日に支払われた。

フランス政府は、この分配について、株式による配当を選択した。

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82百万ユーロであった。

2016年9月30日にEDFの取締役会は、2016年度について、1株当たり0.50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1,006百万ユーロで、2016年10月31日に、新株（株式による配当オプション）または現金で支払われた。

フランス政府は株式による中間配当を選択した。

2016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83百万ユーロであった。

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。

2016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11,038百万ユーロである。

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）

	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
資産の現物評価額	105	106
再評価差額	885	913
追加減価償却額	164	137
水力発電資産に対する権利	1,154	1,156
資産の現物評価額	1,653	1,597
運営者による供与資金の未償却分	(999)	(960)
委譲者による供与資金の償却	306	293
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取拠出金	6	7
公共配電委譲資産に対する権利(1)	966	937
特別委譲負債合計	2,120	2,093

(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)	2015年12月 31日現在	増加		減少			その他	2016年12月 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	2,071	-	147	-	-	(1,135)	-	1,083
契約損失引当金	632	147	9	(100)	(16)	-	-	672
その他リスク引当金	353	225	-	(42)	(103)	-	1	434
リスク引当金	3,056	372	156	(142)	(119)	(1,135)	1	2,189

- (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1,128百万ユーロは、長期借入金に関係している（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、適切な場合、関連する事業に関し、ある程度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)	2015年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(1)	2016年 12月31日現在
		営業	財務(2)	使用	戻入(3)		
使用済燃料管理引当金	10,391	389	637	(791)	(491)	523	10,658
放射性廃棄物長期管理引当金	8,254	173	729	(233)	-	43	8,966
核サイクル終了引当金	18,645	562	1,366	(1,024)	(491)	566	19,624
原子力発電所廃炉引当金	14,930	156	723	(159)	-	(1,528)	14,122
炉心核燃料引当金	2,555	-	93	-	-	(361)	2,287
廃炉および炉心核燃料引当金	17,485	156	816	(159)	-	(1,889)	16,409
原子力発電関連引当金	36,130	718	2,182	(1,183)	(491)	(1,323)	36,033

(1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,502百万ユーロ、および、関連する資産がない引当金についての、2016年度の実質割引率変更の損益計算書を経由する影響（680百万ユーロ）から構成されている。

(2) 業界シナリオの改訂を受けて、使用済燃料一時貯蔵サービス追加はもはや引当対象ではない。使用済燃料引当金の減少はこの理由による引当金戻入額491百万ユーロを含む。

(3) その他の変動は、2016年度における以下に起因する関連資産（引当金に関連する資産およびその基礎となる資産）引当金の変動を含む。

・ 900MW PWRシリーズ発電所の会計上の減価償却期間の延長（注記2.1を参照）の結果としての2016年12月31日現在(2,044)百万ユーロの当該引当金の減少。その内訳は廃炉引当金(1,465)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(470)百万ユーロ、廃炉に起因する廃棄物に関する放射性廃棄物長期管理引当金(109)百万ユーロから構成されている。

・ 上記引当金の2016年12月31日現在の実質割引率の変更の影響662百万ユーロ。

・ 現在稼働中のPWR発電所廃炉費用の改訂(451)百万ユーロ（注記28.3を参照）。

その他の変動はまた、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465百万ユーロを含む。

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。

処理量（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）

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従いAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して、測定される。ここから、以下の契約が生じている。

- ・ 2010年7月に署名された実施契約であり、当該契約において2008年から2012年の期間に係るサービスの価格および量が設定された。
- ・ 2013年から2015年の期間にわたる処理および再利用サービスの条件を定めた2015年5月に署名された実施契約。
- ・ 2016年から2023年の期間に係る実施条件を定めた2016年2月5日に署名された修正契約。従前の契約は、2015年12月に合意され、2016年1月27日の取締役会に提出されたものである。

この引当金はまた、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 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連している。

- ・ EDFが運営する規制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。

引当金に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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,066	988
長寿命低レベル廃棄物	256	252
長寿命中高レベル廃棄物(1)	7,644	7,014
放射性廃棄物長期管理引当金	8,966	8,254

(1) 廃棄物の回収および調整を含む。

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。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、現在、当局と連携して実行可能性調査を継続中である。より広範な管理解決策の新たな仕様を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

2015年度に立案されたUNGG発電所の解体に関するベンチマーク・シナリオ（注記28.3を参照）は、一連の解体作業を定めている。特に、その目的は、最初のケーソン（UNGG炉建屋）の解体から得た経験を他の5基の作業を開始する前に統合することである。新たなスケジュールではまた、廃棄物（黒鉛および長寿命中レベル廃棄物）の除去日を遅らせている。この変更により、2015年度にUNGG発電所の廃炉による長寿命低レベル廃棄物に係る引当金から292百万ユーロが戻し入れられ、より少ない140百万ユーロが超低レベルおよび低中レベル廃棄物に係る引当金から戻し入れられ、合計332百万ユーロが廃棄物長期管理引当金から戻し入れられた。

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。

2005年度から、将来の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、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）。

地層処分プロジェクト（Cigéoプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等）および操業条件（作業員数の大幅な削減につながるパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送付された報告書において暫定的な数値を出した。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）により2014年12月18日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者にそのコメントを求めて提出された。協議の焦点は、主にリスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間に大きな隔りがある。EDFおよび他の産出業者は、2015年2月にANDRAの報告書に対するコメントをDGECに提出し、2015年4月に目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りを提出した。これらの情報はすべて、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。これを受けて同大臣は原子力安全当局（ASN）と協議の上で、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

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貯蔵プロジェクトに基づく長寿命中高レベル放射性廃棄物の長期管理解決策の実施に係る費用を、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。この費用評価は、フランスのエネルギー法第L542-12条により要求されたものである。

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。

2018年までに新たに基本的な原子力施設の建設申請を行うことを念頭に、現在、ANDRAとの間で将来の施設設計調査が行われている。2016年7月11日付法律は、可逆的深部地層貯蔵施設を設置するための条件を定めており、これは承認の発行に向けた手続となっている。ANDRAが定めた予定表では、施設創設の承認は2021年度に与えられるとされており、最初の廃棄物は2030年に到着する予定である。

長寿命中高レベル廃棄物引当金はまた、廃棄物の回収および調整のための引当金581百万ユーロ（うち452百万ユーロは、2016年度に、特に操業から回収される長寿命中高レベル放射性廃棄物について計上された）を含む。

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、単一の廃炉承認法令が出される。
- ・ 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。

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)	2015年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2016年 12月31日現在
		営業	金融(1)	使用		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	11,944	-	472	(23)	(1,494)	10,899
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,986	156	251	(136)	(34)	3,223
原子力発電所廃炉引当金	14,930	156	723	(159)	(1,528)	14,122

(1) 金融割引費用および、関連する資産がない引当金についての実質割引率変更の影響。

(2) 有形固定資産の調整に対応する見積りの変更（注記1.15.1を参照）または引当金の組替。

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。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国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。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として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んだ強い裏付けのあるものとなった。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一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解体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。これらの費用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、各シリーズの最初のユニットおよびそのシリーズと相互効果に固有のコストの査定をより徹底的に掘り下げることが可能になった。

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協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。

本年度に完了した作業の結果により、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。

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、ビュージェイ、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）。このシナリオは、いくつかの新たな技術的要因（この特定の場合における水中解体の工業的困難を示唆する技術上の新情報、黒鉛貯蔵の利用可能性の見通し低下など）を考慮して再検討された。この新情報はまた、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策を引き出した。これは、工業的な作業管理を容易にし、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と考えられる。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。

改訂後のシナリオは2016年3月29日にASNに提示され、関連する用地の地域情報委員会において地域の利害関係者と共有された。ASNに対する追加の説明は2017年中ごろに予定されている。いずれのシナリオでも、請負業者の見積価格更新のための調査により当該ケーソンの予測廃炉費用は大幅に増加した。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、それにより生じた作業コストに起因して増加する見込みである。

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年度に見直しが行われ、ひとつの特定装置（シノンの放射性物質工場）を除き、重要でない修正が加えられて、引当金は125百万ユーロ増加した。

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。

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

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、2016年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、4.2%であり（2015年12月31日現在インフレ率1.6%として4.5%）、従って、実質割引率は2016年12月31日現在2.7%（2015年12月31日現在2.9%）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。2015年3月24日付省令以降、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近120か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 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、2016年12月31日現在4.3%であった（2015年12月31日現在4.6%）。

2017年2月10日付の書簡において、経済・財政担当大臣および環境・エネルギー・海洋担当大臣は、2017年度から割引率の規制上限の計算式を変更する決定を発表した。この決定は、2015年3月24日付の政令によって修正された2007年3月21日付省令の改正省令において定められる予定である。この改正は、原子力負債の長期性および長期原子力費用の資金確保についての慎重な目標を考慮した最大割引率を算定するための計算式を定めるための原子力事業者と公的機関との共同作業を経て行われる。

新たな計算式のもとでは、規制上の制限は2016年12月31日の水準（4.3%）から2026年までに徐々に移行して、直近4年間の平均30年物固定金利（TEC 30年）プラス100ベース・ポイントと等しくなる。

過去および将来の利率変動を考慮すると、新たな計算式は規制による4.3%から100ベース・ポイントのスプレッドを含めた4年平均への動きを漸進的に組み込むものであり、今後の規制上の制限の変更は、従来の計算式に基づく場合と比べて、より円滑に行われる見込みである。

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)	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用(1)	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)	18,460	10,658	16,843	10,391
放射性廃棄物長期管理(3)	29,631	8,966	28,890	8,254
核サイクル終了費用	48,091	19,624	45,733	18,645
稼働中の原子力発電所廃炉引当金(4)	20,185	10,899	19,636	11,944
閉鎖された原子力発電所廃炉引当金(4)	6,431	3,223	6,431	2,986
炉心核燃料引当金	4,344	2,287	4,113	2,555
廃炉および炉心核燃料費用	30,960	16,409	30,180	17,485

(1) 1,368百万ユーロが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に組み替えられた。

(2) (1)に記載する組替の影響を除き、年度末の経済状況に基づく使用済燃料管理費用の2015年度から2016年度への増加は、使用済燃料一時貯蔵サービスに係る追加の費用見積りが低く、引当金によって填補されなかったことに関連する(540)百万ユーロを含む。その他の変動はまた、特に2016年度に原子炉に搭載された使用済燃料処理についての請負業者の見積価格の改訂に関係している。

(3) (1)に記載する組替の影響を除き、年度末の経済状況に基づく放射性廃棄物長期管理費用の2015年度から2016年度にかけての増加は、廃棄物、特に現在稼働中の発電所の操業および廃炉に起因する長寿命中レベル廃棄物の回収および調整の

ための729百万ユーロを含む。その他の変動は、主に2016年度に原子炉に搭載された使用済燃料処理についてのCigéoの見積の改訂に関係している。

- (4) 年度末の経済状況に基づく原子力発電所廃炉費用の2015年度から2016年度にかけての増加は、現在稼働中の発電所の廃炉のための見積費用の改訂に起因する321百万ユーロを含む。

このアプローチは、割引率の変化が割引後の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 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	
	2016年12月31日 現在	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費用					
-稼働中の原子力発電所の廃炉	10,899	(465)	488	6	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,223	(121)	131	121	(131)
-炉心核燃料	2,287	(85)	90	-	-
合計	36,033	(1,357)	1,470	690	(765)

注記29．非原子力施設廃止引当金

これらの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。

2016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)	2015年 12月31日現在	増加		減少		2016年 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	9,814	765	666	(1,136)	(272)	9,837
長期給付引当金	945	126	22	(83)	-	1,009
従業員給付引当金	10,759	891	688	(1,219)	(272)	10,846

(1) 過去勤務費用480百万ユーロ、数理計算上の損失の償却401百万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(1,194)百万ユーロおよび数理計算上の利益(25)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 控除後債務	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2015年12月31日現在残高	28,362	(10,251)	18,111	(68)	(7,284)	10,759
2016年度純費用	1,168	(272)	896	10	376	1,281
未認識数理計算上の損益	2,575	(819)	1,757	-	(1,757)	-
制度への拠出	-	(382)	(382)	-	-	(382)
給付支払額	(1,218)	407	(812)	-	-	(812)
2016年12月31日現在残高	30,887	(11,317)	19,570	(59)	(8,665)	10,846

2016年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は2,575百万ユーロであり、従業員エネルギー現物給付の評価額の変更による412百万ユーロ、ならびに割引率およびインフレ率の変更による2,194百万ユーロを含んでいる。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2016年度	2015年度
当期勤務費用	480	506
利息費用（割引の影響）	688	647
制度資産の期待運用収益	(272)	(296)
未認識数理計算上の損益の償却 - 雇用後給付	257	305
数理計算上の損益の変動 - 長期給付	118	(15)
制度縮小または清算の影響(1)	-	(50)
過去勤務費用 - 権利確定済給付(2)	-	(31)
過去勤務費用 - 権利未確定給付	10	11
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,281	1,077
うち：		
営業費用(3)	866	726
金融費用	415	351

(1) 2015年度のこの純額(50)百万ユーロは、総利益(185)百万ユーロと数理計算上の損益の追加償却額135百万ユーロによるものであった。

(2) 2015年度の社会保障財源に関する2014年12月22日付法律（2014-1544）および2015年2月24日付政令2015-209により、フランスの標準制度に一律の尺度による死亡給付が導入され、2015年11月25日付政令2015-1536によりIEG産業にも適用された。

(3) 2016年度のこの金額は、営業引当金の増加891百万ユーロから数理計算上の損益の戻入(25)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)	2015年 12月31日現在	増加		減少		2016年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金	9,814	765	666	(1,136)	(272)	9,837
内訳：						
年金	7,539	478	516	(930)	(261)	7,343
CNIEG費用	437	8	12	(14)	-	443
現物給付（エネルギー）	1,362	199	104	(118)	-	1,547
退職慰労金	(15)	37	14	(44)	(11)	(19)
その他の給付	491	43	20	(30)	-	523

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	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	29,878	(11,318)	(58)	(8,665)	9,837
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

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2015年12月31日現在の雇用後給付引当金	27,417	(10,251)	(68)	(7,284)	9,814
内訳：					
-年金	21,629	(9,740)	-	(4,350)	7,539
-CNIEG費用	476	-	-	(39)	437
-現物給付（エネルギー）	3,916	-	-	(2,554)	1,362
-退職慰労金	597	(496)	(43)	(73)	(15)
-その他の給付	799	(15)	(25)	(268)	491

2015年度から2016年度の債務の増加は、主に割引率の変更（2015年12月31日現在2.4%、2016年12月31日現在1.9%）、インフレ率の変更（2015年12月31日現在1.6%、2016年12月31日現在1.5%）および従業員エネルギー現物給付に関する変更に関連している。

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)	2015年 12月31日現在	増加		減少	2016年 12月31日現在
		営業費用	金融費用	営業戻入	
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金	945	126	22	(83)	1,009
内訳：					
業務上の事故または疾病に係る年金	820	90	19	(70)	859
長期勤続報奨	102	32	3	(9)	128
その他	23	4	-	(4)	22

30.3 制度資産

2016年12月31日現在、制度資産は11,317百万ユーロ（2015年12月31日現在10,251百万ユーロ）であり、主に特別年金制度の下で稼得した過去の特定給付（10,797百万ユーロ）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)	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
制度資産合計	11,317	10,251
特別年金給付向け資産	10,797	9,740
(%)		
株式	31%	29%
債券および貨幣性商品	69%	71%
退職慰労金向け資産	506	496
(%)		
株式	33%	32%
債券および貨幣性商品	67%	68%
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2016年12月31日現在1.9%（2015年12月31日現在2.4%）である。
- インフレ率は2016年12月31日現在1.5%（2015年12月31日現在1.6%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は19.35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定給付向けの制度資産の期待運用収益率は2016年度2.68%である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2016年度2.24%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。

債務は、年齢グループおよび従業員区分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)	2015年	営業による 増加	減少		その他	2016年
	12月31日現在		使用	戻入		12月31日現在
以下に対する引当金：						
人件費	113	69	(93)	(1)	-	88
委譲運営施設の更新	265	11	-	(12)	(2)	262
その他の費用	591	97	(153)	(5)	(1)	529
その他の費用引当金	969	177	(246)	(18)	(3)	879

注記32．負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2016年	2015年
	1年未満	1 - 5年	5年超	12月31日 現在総額	12月31日 現在総額
負債					
社債	2,312	12,415	35,416	50,143	46,958
金融機関からの借入債務	-	-	1,245	1,245	561
その他の借入債務	3,973	8	5	3,986	6,727
その他の金融負債：					
- 消費財に係る前受金	2	8	19	29	31
- その他	1,455	3	-	1,458	1,544
金融負債（注記33を参照）	7,742	12,434	36,685	56,861	55,821
前受金および未成業務受入金(1)	7,068	-	-	7,068	6,819
営業債務および関連勘定	7,023	55	25	7,103	6,623
税金および社会保障費負債(2)	8,539	-	-	8,539	6,994
固定資産関連負債および関連勘定	1,813	-	-	1,813	2,082
その他の負債(3)	15,717	-	-	15,717	17,042
営業、投資およびその他の負債	33,092	55	25	33,172	32,741
現金性金融商品(4)	2,411	2,005	867	5,283	3,969
繰延収益(5)	733	943	1,951	3,627	3,698
負債合計	51,046	15,437	39,528	106,011	103,048

- (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6,828百万ユーロ（2015年12月31日現在6,682百万ユーロ）を含む。2016年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客によるものである。
- (2) 2016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1,632百万ユーロ（2015年12月31日現在1,258百万ユーロ）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・ブロ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) 2016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1,822百万ユーロ（2015年度1,874百万ユーロ）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)	2015年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2016年 12月31日 現在
ユーロ建社債	1,013	-	-	-	-	1,013
その他の通貨建社債	15,174	-	(389)	524	-	15,309
ユーロ建ユーロ中期ノート（EMTN）	19,083	2,500	(1,100)	-	-	20,483
外貨建ユーロ中期ノート（EMTN）	11,688	2,923	-	(1,273)	-	13,338
社債	46,958	5,423	(1,489)	(749)	-	50,143
ユーロ建長期借入金	561	725	(41)	-	-	1,245
金融機関からの借入債務	561	725	(41)	-	-	1,245
譲渡性負債商品（ユーロ建）(1)	3,744	-	(2,070)	-	-	1,674
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）(1)	2,969	-	(731)	60	-	2,298
契約上の金融借入債務	14	-	-	-	-	14
その他の借入債務	6,727	-	(2,801)	60	-	3,986
借入債務合計	54,246	6,148	(4,331)	(689)	-	55,374
消費財に係る前受金	31	-	-	-	(2)	29
その他の前受金	82	15	(15)	-	-	82
銀行当座借越	200	-	-	-	(66)	134
繰延銀行借方勘定	14	-	-	-	24	38
未払利息	1,248	-	-	-	(44)	1,204
その他の金融負債合計	1,544	15	(15)	-	(86)	1,458
金融負債合計	55,821	6,163	(4,346)	(689)	(88)	56,861

(1) 返済額控除後の発行額。

2016年10月6日に、EDFは、ユーロ建およびスイスフラン建の数本のトランシェの優先債、ならびに台湾市場における2本のトランシェの優先「フォルモサ債」を発行した（注記2.3を参照）。

社債の償還合計1,489百万ユーロは期日が到来したユーロ建およびその他の通貨建の社債に係る。

33.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

(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			
	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)
合計Ⅰ. ユーロ		24,429		44		25,824		50,253		91
CHF	1,250	1,164	3.8	2	(1,250)	(1,164)	-	-	-	-
GBP	7,385	8,626	27.9	16	(3,000)	(3,505)	-	5,121	100	9
HKD	1,216	149	0.5	-	(1,216)	(149)	-	-	-	-
JPY	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOK	1,000	110	0.4	-	(1,000)	(110)	-	-	-	-
USD	22,027	20,896	67.5	38	(22,027)	(20,896)	-	-	-	-
合計Ⅱ. ユーロ 以外		30,945		56		(25,824)		5,121	100	9
合計Ⅰ+Ⅱ		55,374		100		-		55,374		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 ヘッジ手段前後の金利種別別借入債務の内訳

	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	2016年12月 31日現在 (%)	2015年12月 31日現在 (%)		合計	2016年12月 31日現在 (%)	2015年12月 31日現在 (%)
(単位：百万ユーロ)							
長期借入債務およびEMTN	49,936			(24,241)	25,695		
短期借入債務	3,972			-	3,972		
固定金利での借入債務	53,908	97	98	(24,241)	29,667	54	52
長期借入債務およびEMTN	1,466			24,241	25,707		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	1,466	3	2	24,241	25,707	46	48
合計	55,374	100	100	-	55,374	100	100

注記34．未実現為替差益

2016年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益384百万ユーロを含み、このうち128百万ユーロは通貨スワップによって一部ヘッジされた英ポンド建借入債務に関係している（2015年12月31日現在292百万ユーロ）。

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)	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
	受 取 想定元本	付 与 想定元本	受 取 想定元本	付 与 想定元本
1 - 金利取引				
短期金利スワップ				
EUR	-	-	1,550	1,550
長期金利スワップ				
EUR	7,423	7,423	7,855	7,855
USD	3,463	3,463	3,399	3,399
GBP	3,730	3,730	4,530	4,530
JPY	-	-	107	107
小計	14,616	14,616	17,441	17,441
2 - 外国為替取引				
先渡取引				
EUR	20,619	21,819	18,697	20,528
CAD	662	518	965	965
USD	15,756	14,644	15,841	12,015
GBP	5,624	4,575	3,887	4,902
CHF	141	242	145	276
HUF	458	458	226	362
PLN	1,360	1,432	1,116	1,473
JPY	48	862	107	247
CNY	-	-	136	136
MXN	60	60	71	71
その他	275	275	149	149
長期通貨スワップ				
EUR	9,315	35,407	8,871	34,470
JPY	-	113	336	106
USD	22,726	5,615	19,565	4,637
GBP	13,011	4,213	16,910	4,930
CHF	1,257	93	738	92
HUF	-	-	-	-
CAD	42	42	42	42
ILS	140	140	136	136
PLN	4	1	323	323
NOK	110	-	104	-
HKD	149	-	144	-
小計	91,757	90,509	88,509	85,860
3 - 証券化スワップ	350	350	462	462
金融オフバランスシート・コミットメント合計	106,723	105,475	106,412	103,763
4 - コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	3	3	2	2
石油製品（千バレル）	7,634	7,634	5,890	5,890

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2016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)	2016年度	2015年度
ヘッジとして分類されていない商品		
実現損益	273	857
未実現損益	(1,252)	(619)
金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA、オプション）(1)	136	(3)
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA）	596	306
為替商品（通貨スワップ）	94	526

(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2016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		
- 長期スワップ	132	2,027
- 短期スワップ	1	-
外国為替ヘッジ		
- 為替予約取引	(102)	8
- 長期通貨スワップ	1,277	14
コモディティ・ヘッジ		
- 石炭	-	(34)
- 石油製品	-	92
合計	1,308	2,107

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

2016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				2016年	2015年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
オフバランスシート・コミットメント(付与)	13,666	20,995	12,490	11,286	58,437	52,204
営業コミットメント	7,766	14,651	11,587	11,228	45,232	39,546
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	5,080	11,441	10,787	10,974	38,282	32,925
その他の営業コミットメント	2,686	3,210	800	254	6,950	6,621
投資コミットメント	3,326	4,299	394	46	8,065	8,829
資金供与コミットメント	2,574	2,045	509	12	5,140	3,829
オフバランスシート・コミットメント(受取)	5,971	9,663	268	174	16,076	11,682
営業コミットメント	1,574	1,242	268	174	3,258	1,771
投資コミットメント	2,582	21	-	-	2,603	5
資金供与コミットメント	1,815	8,400	-	-	10,215	9,906

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に供給する契約義務を負っている。

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。

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の期限は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2016年	2015年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
電力購入および関連費用	3,361	3,417	3,881	5,810	16,469	14,179
核燃料購入	1,719	8,024	6,906	5,164	21,813	18,746
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	5,080	11,441	10,787	10,974	38,282	32,925

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2016年度の合計は43TWh（2015年度は41TWh）で、これには、熱電併給に係るもの6TWh（2015年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2015年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの8TWh（2015年度は7TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2015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。

これらのコミットメントの増加は、主に、天然ウラン、フッ素化サービスおよび濃縮サービス購入のためのAREVAとの間の2016年度における新規契約の締結によるものである。これらの契約は特に英国におけるヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRのための燃料供給に関係している。

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。

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および蒸気発生器更新契約の変更によるものである。

2016年11月15日にEDFはまた、AREVA NPの子会社であるNEW AREVA NPの取得プロセスを開始した（注記2.4を参照）。

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、主にEDF Tradingに対する2,060百万ユーロ、Edisonに対する809百万ユーロ、EDF Énergies Nouvellesに対する109百万ユーロおよび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。

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る（注記2.5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(Compte Personnel 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(Compte Personnel 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ている。これは、特別ガスおよび電力(IEG)規則に係る問題であるため、RTE、EnedisおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。当グループはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。EDFおよびその子会社RTEならびにÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受け、この判決はヴェルサイユ行政控訴院によってすべて支持された。当局はこれらの判決について政府評議会に上訴した。この争いの結果が不利なものであれば、当グループの財務リスク(過去の法人所得税の支払い)は約250百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。この修正は、各年に適用される可能性があり、2016年12月31日現在で法人所得税における約500百万ユーロの財務リスクに相当する。

税務当局はまた、British Energyの取得に関連して間接子会社であるLake Acquisitions Limitedに対してEDFが供与した無利子の前渡金につき更生通知を発行した。EDFが開始した示談交渉は2016年度に当グループに有利な結果となった。

2015年度後半に、税務当局は当社に対し、2012年度および2013年度に係る上記の反復的な更正に関する通知を発行し、特定の長期引当金の損金算入の可能性に異議を唱えた。

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。

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、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C25株式を2016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）は専用資産に再投資されている（現在は「現金ポートフォリオ」）（注記2.6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。

2016年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は5,633百万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所有会社であるC25の当グループ持分75.93%。2016年12月31日現在、当該株式の金額は3,905百万ユーロである（2015年12月31日現在、RTE株式の50%について、2,580百万ユーロ）（注記2.5を参照）。
- ・ TIGF、Porterbrook、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas (MRG)およびGéosell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。

2016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。

	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額
(単位：百万ユーロ)				
投資 - C25 (RTE) (1)	3,905	3,905	2,015	2,580
投資有価証券(2)	13,917	16,027	12,563	14,418
その他の金融投資	1,291	1,477	1,090	1,233
専用資産 - 投資	19,113	21,409	15,668	18,231
CSPE債権(3)	4,184	4,288	5,228	5,232
ヘッジ前専用資産合計	23,297	25,697	20,896	23,463
ヘッジ手段およびその他	(20)	(20)	24	17
ヘッジ後専用資産合計(2)	23,277	25,677	20,920	23,480

- (1) 2016年度はRTE株式所有会社であるC25に対するEDFの投資の75.93%。2016年12月31日現在、専用資産に配分されているC25株式は、「投資」(2,577百万ユーロ)および「投資有価証券」(1,328百万ユーロ)として分類されている。2015年度はRTEに対する投資の50%。C25株式の実現可能価額は売却価格に基づいている(注記2.5を参照)。
- (2) 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ており、2017年度上半期に予定されている、C25(RTE株式所有会社)に対する持分の一部の売却が完了すれば、2017年度は25,653百万ユーロに達する可能性がある。
- (3) 2015年12月31日現在の補償対象不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分894百万ユーロ(この部分は専用資産に再投資されている)を控除した金額からなる債権(注記2.6を参照)。この部分の譲渡後、CSPE債権の公正価値は現在の市場金利に基づき調整されている。

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 2016年度の専用資産の変動

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%である。他の条件が一定である場合、2017年上半期に予定されているC25株式の一部売却完了後には、この引当率は105.3%になる。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%である。

総引出額は、2016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377百万ユーロ(2015年度378百万ユーロ)であった。2016年度には専用資産への配分は行われなかった(2015年度の配分は38百万ユーロ)。2015年12月31日現在で報告された972百万ユーロの要配分額は、主に、900MW PWR発電所の減価償却期間が延長されて専用資産によって填補される引当金から1,657百万ユーロが戻入されたため、2016年6月30日現在では適用されなかった(注記2.1を参照)。

しかしながら、2016年12月31日現在、特に年末の実質割引率の低下に起因して、2015年3月24日付政令に基づく専用資産への配分による相殺を要する引当金の増加は合計で1,095百万ユーロとなった。EDFは、経済・財政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日付書簡に従って、財務諸表の確定月中に専用資産に当該金額を配分する予定である。

年初の急落後、2016年の金融市場は、一般には不利になる積極的管理方針が敷かれる国際政治環境の不安定にもかかわらず、好調な終わりを迎えた。この背景に対して、特に年初は新興市場の比率を下げて、金融ポートフォリオ(株式および負債商品)は保守的に管理された。しかしながら、特に新興市場について、年末までには株式配分による差異は解消された。社債ポートフォリオについては、金利の新たな上昇に備えるために、感応度が引き下げられた。

非上場資産ポートフォリオについては、EDF Investは2016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。

2016年10月5日に、EDF Investとドイツのインフラ・ファンドであるDIFはドイツの主要な規制ガス輸送網のひとつであるThyssenengasの50/50の取得を発表した。

2016年11月9日に、規制上の承認を得た後、AtlantiaとEDF Investは、75%/25%の投資ピークルであるAzzurra Aeroporti Srl経由で、フランスのニース・コート・ダジュール、カンヌ・モンドリュエおよびサントロペ空港、ならびに、Sky Valetの国際事業航空サービス網の管理会社であるAéroports de la Côte d'Azur (ACA)の64%持分を取得した。

これらの投資は、TIGF、Porterbrook、MRG、GéoselおよびC25（RTF株式所有会社）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。

2016年度には合計で428百万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（2015年度972百万ユーロ）。

38.3 長期原子力債務の現在原価

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）	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
使用済燃料管理引当金 - 規則が定める営業サイクルとは無関係な部分	820	-
放射性廃棄物長期管理引当金	8,966	8,254
原子力発電所の廃炉引当金	14,122	14,930
炉心核燃料引当金 - 放射性廃棄物長期管理の将来部分	450	462
長期原子力債務の現在原価	24,358	23,646

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 (配当を除く)
	貸付金	営業債権	流動勘定に含 まれる純負債	営業負債		
会社名						
C48	-	-	-	-	-	(4)
EDF Energy	-	127	-	129	-	1
EDF Énergies Nouvelles	1,158	-	-	-	-	21
EDF Energy UK Ltd EU	1,506	-	-	-	-	58
EDF International	4,560	-	-	-	-	73
EDF Trading	-	1,243	-	1,264	-	1
Edison Nouveau	220	-	-	-	-	2
ENEDIS	-	123	-	1,776	-	-
Dalkia France	1,068	-	-	92	-	26
Groupe PEI	926	-	-	-	-	21
SOCODEI	50	-	-	-	-	-
RTE	-	218	-	91	-	30
ENEDIS流動勘定				2,378	-	
子会社とのグループ 現金管理契約(2)			5,217		(3)	
連結納税契約		88		1,256		
子会社の余剰資金の 投資契約			1,497		(10)	

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) EDF Tradingに関する1,560百万ユーロおよびEDF Energyに関する1,433百万ユーロを含む。

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、2016年12月31日現在EDFの資本の85.62%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AREVAグループに関するものである。

AREVA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ならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

2016年11月15日に、取締役会は、AREVA NPの完全所有子会社である「NEW AREVA NP」に対する排他的支配をEDFに付与する投資売却契約の条項を承認した（注記2.4を参照）。

サイクルの初期段階

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン燃料集合体供給契約を締結した。

合わせて、数本の重要な契約も協議された。

- ・ 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は、AREVA Minesとの間のウラン契約、AREVA NCとの間の転換契約および濃縮契約、ならびに、AREVA NPとの間の製造契約に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとAREVA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。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令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

2013年度に、EDFとAREVAは、フラマンヴィルのEPRボイラーに関する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。

EDFは、極めて少数のAREVA株式を保有している（2.24％）。

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年間に付き発効し、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。従って、EDFは、毎年提出しなければならない排出クレジットの全部を賄うために、排出クレジットを市場で購入するか（クリーン開発メカニズムを通じて）開発途上国に対する投資を行う。

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。2015年度に、EDFは、2014年度中に発生した排出に関して9百万トンを出した。

2016年12月31日現在の排出量は8百万トンであった（2015年12月31日現在7百万トン）。

40.2 省エネ証書

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。

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、法律に準拠して、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、雇用者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）	2016年度	2015年度
会長兼最高経営責任者(1)	452,868	500,236
取締役(2)	475,500	311,055

(1) 2015年4月8日に取締役会は、会長兼最高経営責任者に支払う2014年度および2015年度の年間固定報酬総額を450,000ユーロと定め、2014年度の報酬は、2014年11月23日付のJean-Bernard Lévy氏の臨時会長兼最高経営責任者への任命に対して比例的に算定することを決定した。すなわち、2014年度の総額は47,368ユーロであり、2015年度に支払われた。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に支払う年間固定報酬総額を、2016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) 2014年8月20日付命令の適用により、取締役会における職務に対して取締役報酬を受け取る取締役の人数は、2014年11月23日付の取締役会の刷新後、5名から11名に増加した。2016年3月8日に取締役会は、2016年度の取締役報酬の年間予算を（2015年度の440,000ユーロから）510,000ユーロに増額する旨の提案を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。これは特に、EDFがAREVA NPの支配権を獲得するためのプロジェクト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して取締役に報いるためであった。

注記42．後発事象

フランスにおける原子力引当金の計算に使用される割引率の規制上限についての、特に2017年度における変更に関する期末日後の進展については注記28.5.1および38.2.4を参照。

42.1 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。

42.2 2017年2月13日に開催された取締役会

2017年2月13日に開催された取締役会において、EDFの取締役会は2016年4月22日の発表の通り、合計約40億ユーロ（発行プレミアムを含む）の既存株主に対する優先引受権による増資の実施を決定した。

市況およびフランスの市場監督機関（Autorité des marchés financiers）（AMF）による目論見書の承認を条件とするが、EDFはこの増資を2017年度第1四半期末前に行う予定である。この取引は、2016年7月26日に開催された当社臨時株主総会における2番目の決議によって取締役会に付与された権限移譲に従って、取締役会が新たに審議した後に、実行される予定である。

EDFの最大の株主であるフランス政府は、合計約40億ユーロのうち30億ユーロの新株引受を確約している。

[次へ](#)

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2016

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Chiffre d'affaires	7	71 203	75 006
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 050)	(38 775)
Autres consommations externes	9	(8 902)	(9 526)
Charges de personnel	10	(12 543)	(12 529)
Impôts et taxes	11	(3 656)	(3 641)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 362	7 066
Excédent brut d'exploitation		16 414	17 601
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		(262)	175
Dotations aux amortissements	22.2	(7 966)	(9 009)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(41)	(102)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(639)	(3 500)
Autres produits et charges d'exploitation	14	8	(885)
Résultat d'exploitation		7 514	4 280
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 827)	(1 994)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 417)	(2 812)
Autres produits et charges financiers	15.3	1 911	2 218
Résultat financier	15	(3 333)	(2 588)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		4 181	1 692
Impôts sur les résultats	16	(1 388)	(483)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	218	192
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 011	1 401
Dont résultat net – part du Groupe		2 851	1 187
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		160	214
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,15	0,32
Résultat dilué par action		1,15	0,32

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	2016			2015		
	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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	2 851	160	3 011	1 187	214	1 401
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽¹⁾	318	–	318	(703)	–	(703)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(116)	–	(116)	214	–	214
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	21	–	21	(103)	–	(103)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	223	–	223	(592)	–	(592)
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽¹⁾	290	26	316	(600)	(5)	(605)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	268	(8)	260	(14)	2	(12)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(15)	–	(15)	(3)	–	(3)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	543	18	561	(617)	(3)	(620)
Écarts de conversion des entités contrôlées	(2 755)	(380)	(3 135)	1 199	159	1 358
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	43	–	43	426	–	426
Écarts de conversion	(2 712)	(380)	(3 092)	1 625	159	1 784
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(1 946)	(362)	(2 308)	416	156	572
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽²⁾	468	93	561	1 009	(9)	1 000
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(175)	(16)	(191)	(153)	1	(152)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(352)	–	(352)	35	–	35
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(59)	77	18	891	(8)	883
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	(59)	77	18	891	(8)	883
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(2 005)	(285)	(2 290)	1 307	148	1 455
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	846	(125)	721	2 494	362	2 856

(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

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Goodwill	18	8 923	10 236
Autres actifs incorporels	19	7 450	8 889
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	53 064	51 600
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 616	7 645
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	70 573	71 069
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	8 645	11 525
Actifs financiers non courants	36	35 129	35 238
Autres débiteurs non courants	26	2 268	1 830
Impôts différés actifs	16.3	1 641	2 713
Actif non courant		195 309	200 745
Stocks	24	14 101	14 714
Clients et comptes rattachés	25	23 296	22 259
Actifs financiers courants	36	29 986	27 019
Actifs d'impôts courants		183	1 215
Autres débiteurs courants	26	10 652	8 807
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	2 893	4 182
Actif courant		81 111	78 196
Actifs détenus en vue de leur vente	46	5 220	-
TOTAL DE L'ACTIF		281 640	278 941

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Capital	27	1 055	960
Réserves et résultats consolidés		33 383	33 789
Capitaux propres – part du Groupe		34 438	34 749
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	6 924	5 491
Total des capitaux propres	27	41 362	40 240
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	44 843	44 825
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 506	1 447
Provisions pour avantages du personnel	31	21 234	21 511
Autres provisions	28	2 155	2 190
Provisions non courantes	28	69 738	69 973
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	45 692	45 082
Passifs financiers non courants	38	54 276	54 159
Autres créanciers non courants	35	4 810	5 126
Impôts différés passifs	16.3	2 272	4 122
Passif non courant		176 788	178 462
Provisions courantes	28	5 228	5 354
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 031	13 284
Passifs financiers courants	38	18 289	17 473
Dettes d'impôts courants		419	506
Autres créanciers courants	35	24 414	23 622
Passif courant		61 381	60 239
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	2 109	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		281 640	278 941

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 181	1 692
Pertes de valeur/(reprises)		639	3 500
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 814	11 392
Produits et charges financiers		948	951
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		330	322
Plus ou moins-values de cession		(877)	(1 593)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 935)	132
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 100	16 396
Frais financiers nets décaissés		(1 137)	(1 252)
Impôts sur le résultat payés		(838)	(1 508)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015	3.8.3	–	(906)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		11 125	12 730
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(127)	(162)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		372	748
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 397)	(14 789)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		508	964
Variations d'actifs financiers		(2 913)	(5 600)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(16 557)	(18 839)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾⁽²⁾		1 368	64
Dividendes versés par EDF	27.3	(165)	(1 420)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(289)	(326)
Achats/ventes d'actions propres		(2)	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		912	(1 696)
Emissions d'emprunts ⁽³⁾		9 424	9 422
Remboursements d'emprunts :		(6 176)	(2 336)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(582)	(591)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		143	152
Subventions d'investissement reçues		417	623
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 226	7 270
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		4 138	5 574
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 294)	(535)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
		4 182	4 701
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 294)	(535)
Incidence des variations de change		102	(36)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		20	13
Incidence des reclassements		(117)	39
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	2 893	4 182

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées.

(2) Comprend en 2016, un montant de 830 millions d'euros encaissé au titre de la cession à CGN de 33,5 % de Hinkley Point C (HPC) Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co et un montant de 469 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C et de Sizewell C (voir note 3.2).

(3) Incluant en 2016, l'émission d'emprunt par la société C25 (société détenant les titres de RTE) pour un montant de 2 820 millions d'euros (voir note 3.5.1).

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2014 retraités ⁽³⁾	930	(41)	2 724	(1 144)	32 777	35 246	5 419	40 665
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	–	–	1 625	(1 209)	891	1 307	148	1 455
Résultat net	–	–	–	–	1 187	1 187	214	1 401
Résultat global consolidé	–	–	1 625	(1 209)	2 078	2 494	362	2 856
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(591)	(591)	–	(591)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(327)	(2 654)
Achats/ventes d'actions propres	–	3	–	–	–	3	–	3
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	30	–	–	–	876	906	–	906
Autres variations ⁽⁵⁾	–	–	–	–	(982)	(982)	37	(945)
Capitaux propres au 31/12/2015	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240
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
Résultat global consolidé	–	–	(2 712)	766	2 792	846	(125)	721
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 ⁽⁶⁾	95	–	–	–	1 767	1 862	–	1 862
Autres variations ⁽⁷⁾	–	–	–	–	(420)	(420)	1 846	1 426
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2016	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

(2) Les écarts de conversion varient de (2 712) millions d'euros au 31 décembre 2016 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(3) 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.

(4) En 2015, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 906 millions d'euros sont liées au paiement en actions de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2015 (voir note 27.3).

(5) Le montant comptabilisé en « autres variations » en 2015 intègre les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.8.3).

(6) 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 (voir note 27.3).

(7) Les « autres variations » des capitaux propres incluent l'effet de la cession à CGN de 33,5 % de HPC Holding Co et de 20 % de Szwedell C Holding Co réalisée le 29 septembre 2016. Cette transaction a 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 3.2).

Elles comprennent également les effets de l'opération Cogestat pour 119 millions d'euros (voir note 5.1).

Annexe aux comptes consolidés

Électricité 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 clos le 31 décembre 2016.

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.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2016 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 13 février 2017. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 18 mai 2017.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 2016 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2016. 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 2016.

**1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL
COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2016**

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2016 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2015.

**1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne
dont l'application est obligatoire
au 1^{er} janvier 2016**

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Clarifications sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IAS 1 « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Entités d'investissement Application de l'exception à la consolidation » ;
- les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes ».

L'application de ces textes n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés annuels du groupe EDF.

Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » pourront avoir des impacts si le Groupe effectue des acquisitions d'intérêts initiaux ou d'intérêts additionnels dans une entreprise commune (participations dans les activités conjointes) dont l'activité constitue une entreprise, au sens d'IFRS 3.

**1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne
mais dont l'application n'est pas
obligatoire au 1^{er} janvier 2016**

Les deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne et d'application obligatoire pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018 sont les suivantes :

**1.2.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires
tirés de contrats avec des clients »**

Le 29 octobre 2016, l'Union européenne a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2018. Les amendements associés, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne, seront applicables à la même date que la norme IFRS 15. Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation ce texte.

L'analyse préliminaire du Groupe a permis d'identifier une liste de sujets devant être examinés à l'aune des dispositions d'IFRS 15. Les entités concernées ont réalisé une analyse de leurs contrats et de leur chiffre d'affaires par grandes typologies et des groupes de travail ont été constitués afin d'analyser les potentiels impacts liés à cette nouvelle norme.

Le chiffre d'affaires cumulé des entités retenues dans le périmètre de l'analyse préliminaire représente 95 % du chiffre d'affaires total du Groupe. À date, l'instruction des sujets identifiés est en cours ainsi que l'évaluation des impacts de la première application de la norme IFRS 15.

Les thèmes identifiés à date et susceptibles d'avoir un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe sont les suivants :

- la comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

Selon IAS 18, la prestation d'acheminement est comptabilisée 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 la prestation d'acheminement est une obligation de performance distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'électricité. Elle fixe 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, y compris la partie relative à la prestation réalisée par un tiers. 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.

En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. L'incidence de l'analyse agent-principal au regard d'IFRS 15 est ainsi relative à la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

En revanche, les prestations d'acheminement du gaz en France ainsi que les prestations d'acheminement d'électricité et de gaz en Italie, au Royaume-Uni et en Belgique sont réalisées par des entités tierces au Groupe.

- parmi les autres sujets analysés par le Groupe, dans certains pays, les modalités de comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation pourraient être amenées à évoluer sans toutefois avoir d'impact sur le résultat net consolidé du Groupe.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

- le Groupe a identifié d'autres sujets dont la comptabilisation pourrait évoluer mais n'ayant pas d'impacts significatifs sur le résultat du Groupe. Les travaux d'analyse seront poursuivis en fonction de l'évolution du cadre contractuel et de l'activité du Groupe d'ici à la mise en œuvre de la norme.

1.2.2.2 IFRS 9 « Instruments financiers »

La norme IFRS 9 « Instruments financiers », publiée par l'IASB en juillet 2014 et adoptée par l'Union européenne en date du 29 novembre 2016, remplacera à compter du 1^{er} janvier 2018 la norme IAS 39 « Instruments financiers ». Cette nouvelle 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.

Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation ce texte.

Mise en œuvre de la norme IFRS 9 dans le Groupe et impacts potentiels

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences éventuelles de l'application de la future norme.

À ce stade du projet d'implémentation du nouveau standard qui comporte plusieurs volets, les conséquences chiffrées de son application sont en cours d'estimation.

Le **volet 1** est relatif au **classement et à l'évaluation** des actifs et passifs financiers.

Les travaux relatifs à l'analyse des modèles de gestion et des caractéristiques contractuelles des actifs financiers du Groupe sont en cours de finalisation.

Les principaux impacts potentiels porteront principalement sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des organismes de placement collectif (OPC) actions et obligations et à un degré moindre sur les actions détenues et le portefeuille obligataire géré en direct.

- concernant les parts détenues dans les OPC actions et obligations, qui répondent strictement à la définition d'instruments remboursables au gré du porteur, l'application de la norme aura pour effet que les plus ou moins-values latentes sur ces actifs, jusqu'alors comptabilisées en capitaux propres, et recyclées en résultat lors de leur cession, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe ;
- pour les instruments de capitaux propres non détenus à des fins de transaction et pour lesquels l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCI) serait retenue, la norme précise que seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat. Les pertes et gains latents qui auraient été comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre ne pourront plus être reconnus au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation. À date, le Groupe n'a pas encore statué sur l'option qu'il retiendra ;
- s'agissant du portefeuille d'obligations détenu en direct, si les flux de trésorerie associés sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts, le principe est une comptabilisation des variations de juste valeur, en capitaux propres recyclables en présence d'un modèle de gestion de « collecte et vente », ou au coût amorti dans le cadre d'un modèle de gestion de « collecte ».

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions sont constitutifs du portefeuille financier au sein des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France.

Le **volet 2** aborde le **modèle de dépréciation** des actifs financiers. La nouvelle norme introduit un modèle unique et prospectif, basé sur les pertes attendues (i.e. la probabilité que la contrepartie fasse défaut sur un horizon de temps donné). Celui-ci s'applique aux actifs financiers évalués

au coût amorti, aux titres de dette évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, aux créances commerciales ou encore aux créances locatives. Pour mémoire, le modèle actuel de la norme IAS 39 impose de constater une provision dès qu'il y a un événement de perte avérée (défaut de paiements, retards). Pour les actifs financiers à faible risque de crédit, non dépréciés sous IAS 39, le nouveau modèle de provisionnement, basé sur les pertes attendues à 12 mois, pourrait entraîner une augmentation des dépréciations pour risque de crédit dans la mesure où l'ensemble des actifs financiers fera l'objet d'une dépréciation dès l'initiation des opérations ; ce qui n'est pas le cas sous IAS 39. Les travaux menés à date ont essentiellement porté sur les règles d'appréciation du risque de crédit.

Enfin, le **volet 3** portant sur le **modèle général de couverture** vise à aligner plus étroitement la comptabilité de couverture avec les activités de gestion des risques de l'entité, de marché, notamment en élargissant les instruments de couverture éligibles et en assouplissant certaines règles jugées trop restrictives sous IAS 39. Sur ces aspects, le Groupe étudie actuellement les enjeux potentiels sur les stratégies de couverture des risques financiers et sur la documentation et ne s'attend pas à des impacts matériels dans ses comptes consolidés sur la base des analyses menées à date.

À la date de transition

Les dispositions en matière de classement et d'évaluation ainsi que le nouveau modèle de dépréciation d'IFRS 9 sont applicables rétrospectivement en ajustant le bilan d'ouverture en date de première application. En ce qui concerne les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture, celles-ci sont principalement d'application prospective.

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.

- la norme IFRS 16 « Locations » ;
- les amendements à IFRS 15 « Clarifications d'IFRS 15 Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;
- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 2 « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- les amendements à IAS 40 « Transferts d'immuebles de placement ».

La norme IFRS 16 « Locations », sous réserve d'adoption par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, 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 locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan (voir note 44.1.1.3).

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**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.

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.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

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 sont réunies. Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim (voir note 3.1 « 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 sont calées sur la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

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.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour avarie au cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts, 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 réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté 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 2016 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.

1.3.2.2 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 2016 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2016 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.

1.3.2.3 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.

1.3.2.4 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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

1.3.2.5 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 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.

1.3.2.6 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 1.3.24. 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.

1.3.2.7 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.

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

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.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72/CE (13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc, pour le groupe EDF, une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée. Au 31 décembre 2016, les opérations en cours concernant RTE (décrites dans la note 3.5.1) ne remettent pas en cause la méthode de consolidation de RTE ;
- 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 4.7.3). 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 ;

- 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.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe analyse dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou 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.

Certaines sociétés détenues par le Groupe ne sont pas consolidées, ces dernières étant non significatives pour le Groupe.

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 substantifs 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**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 de nature ou de fonction dissimilaires sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs 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.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} 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.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'exécédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

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.

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 arrêts 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'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État 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 négoce), 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 négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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.

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 part du 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^{er} 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.

En application de la norme IFRS 10, 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.

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 ; et
- 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**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 ;
- 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 des dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels 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 1.3.28) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/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).

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 de l'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 coeurs (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

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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.

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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

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 concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant 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 (voir note 1.3.11.2).

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

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 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 normatif ;
 - 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 CO₂, 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 CO₂, 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 dès 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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 participation 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 :

- 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 arrêté, 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

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 échoit, 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.

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'échanger 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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 financeront 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 titrisation

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 encours

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.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours 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 1.3.28) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.3) ;
- les encours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 incluent 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 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 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.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté 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 sortie 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 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 cœurs).

Les charges pour derniers cœurs 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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 coûts) ;
- 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 ;
- 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 provisionnel ;
- 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 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 1.3.28).

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 retraite, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que des 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 provisionnels 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'État, 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 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, incluant 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 Tnu.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} 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 (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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^{er} 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 soule 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 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. 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.

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 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

1.3.24 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 sorte de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

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 pourvoir 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 4,2 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,2 %.

Le tableau qui suit donne principalement les impacts d'Enedis (ex-ERDF) d'une telle simulation pour l'exercice 2016 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2016
Résultat d'exploitation	538
Résultat financier	(526)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	12

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2016
À l'ouverture	1 965
À la clôture	1 977

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.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres crédettes » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**1.3.27 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, Pologne et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- 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)VC 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.

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).

1.3.28 Environnement**1.3.28.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

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 « Négocier » 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'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

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'arrêté, 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.

1.3.28.2 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, en Pologne 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 (Pologne, 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, Fenice).

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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

1.3.28.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les Etats membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie, semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

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'Etat 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'inciter 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.

1.3.28.4 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.

Note 2 Comparabilité des exercices

Aucun changement de méthode comptable n'est survenu durant l'exercice 2016.

Note 3 Opérations et événements majeurs**3.1 ALLONGEMENT À 50 ANS DE LA DURÉE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES REP 900 MW EN FRANCE¹**

Le Groupe considère 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, sont réunies en 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4^e visite décennale de ce palier (VD4 – projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoigne la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'Autorité de Sécurité Nucléaire y indique son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

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.

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.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui 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 Nucléaire 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^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

¹ Hors Fessenheim

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2016 :

- Au 1^{er} janvier 2016, du fait du décalage des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 2 044 millions d'euros (voir note 29), dont 1 657 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés (voir note 47.4). Cette reprise de provision n'impacte pas le compte de résultat mais est imputée sur la valeur nette comptable des actifs conformément aux dispositions d'IFRIC 1 (voir note 22.1). Elle est fiscalisée pour sa quasi-totalité et génère une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.
- Sur l'exercice 2016, les impacts sont estimés comme suit :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 965 millions d'euros sur l'exercice ;
 - la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2016 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 90 millions d'euros ;
 - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 42 millions d'euros ;
 - au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 1 013 millions d'euros, et le résultat net consolidé de 664 millions d'euros.

3.2 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 inclut 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.

Cette étape importante clôt la phase de développement du projet Hinkley Point C après dix années de planification et de préparation : réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, obtention de la licence du site nucléaire et démarrage des travaux sur site.

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords de garantie de financement du projet HPC ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, comme indiqué au gouvernement britannique, EDF n'a actuellement pas l'intention d'utiliser la garantie et le projet sera financé sur fonds propres, tout au moins dans une première étape.

Taux de rendement et sensibilité

Le coût total du projet est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal (hors intérêts intercalaires). L'investissement sera, au moins dans un premier temps, financé sur le bilan de chacun des partenaires, la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling, celle de CGN, à 6 milliards.

Ces montants incluent une provision pour risques et aléas. Si le montant final du projet s'avérait inférieur, les gains dégagés seraient partagés avec les consommateurs au titre du mécanisme de partage des gains du contrat pour différence. Les investisseurs portent les risques de la construction de la centrale, notamment en cas de dépassement des délais et du budget prévus.

L'engagement total des actionnaires comprend une marge supplémentaire de 15 %, s'élevant à 2,7 milliards de livres sterling, en sus des 18 milliards prévus.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %.

La sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (Contract for Difference – CfD)

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 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 CfD 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.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle.

Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

Impacts sur les comptes consolidés 2016

Les contrats signés conduisent 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 restent consolidées en intégration globale et l'opération est sans effet sur le résultat. Cette opération a eu un impact de (548) millions d'euros sur les capitaux propres – part du groupe et de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres – intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Ces montants comprennent la réallocation 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 est 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.

3.3 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 multidevise de 3 milliards d'euros sur quatre 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 %.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

- Le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur deux 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.

3.4 EDF ET AREVA SIGNENT LES ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ACQUISITION DES ACTIVITÉS D'AREVA NP

EDF et AREVA SA avaient 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 (au moins 51 %), la participation d'AREVA 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 (actuellement dénommée « *Nuclear Island Common Engineering* »), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, 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, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences...) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital¹ d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de 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 350 millions d'euros.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016. Il a pris acte des faits nouveaux intervenus depuis début 2016, sans remise en cause des trois volets ci-dessus, sans modification de la valorisation et avec une révision de l'éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros.

Les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 sont :

- 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 AREVA NP, dont EDF acquerra le contrôle exclusif et qui reprendra les contrats actuellement détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entend se prémunir. Ainsi, les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours ;

- AREVA NP reste une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserve les contrats actuels, hors ceux transférés à New AREVA NP. La valorisation de New AREVA NP reste celle validée par EDF pour AREVA NP, à savoir 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital ;
- la volonté commune d'AREVA et d'EDF de créer la société dédiée actuellement dénommée « *Nuclear Island Common Engineering* » (NICE) avant la réalisation de l'opération d'acquisition par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication. Le nouveau protocole pose les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New AREVA NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives à la réalisation (envisagée fin 2017) de l'opération d'achat par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP en fonction des conclusions de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 et des résultats de l'audit qualité lancé par AREVA NP dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Ainsi, les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été élaboré entre EDF SA, d'une part, AREVA SA et AREVA NP, d'autre part. Il a recueilli un avis du Comité central d'entreprise d'EDF le 27 octobre 2016 et du Comité central d'entreprise d'AREVA le 10 novembre 2016. Il a été ensuite approuvé par les Conseils d'administration d'AREVA le 10 novembre 2016 et d'EDF le 15 novembre 2016. Le contrat a été signé par les parties le 15 novembre 2016.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste 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.

Parallèlement, AREVA et EDF ont engagé des discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de New AREVA NP aux côtés d'EDF, la participation acquise par EDF pouvant ainsi être réduite à une participation ciblée d'au moins 51 %, tout en conservant le contrôle exclusif.

¹ Sans reprise de dette financière.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**3.5 PLAN DE CESSIONS****3.5.1 EDF, Caisse des Dépôts et CNP Assurances : signature d'un accord engageant pour un partenariat de long terme avec RTE**

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité¹ (RTE), et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée est fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE et pourra éventuellement être complétée par un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros.

La réalisation effective de l'opération devrait intervenir courant 2017, après notamment l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires (contrôle des concentrations...).

Le schéma retenu a conduit EDF à transférer, le 23 décembre 2016, la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise à ce stade dénommée C25. Cette société a financé en partie l'opération par un endettement externe de 2 820 millions d'euros.

EDF cédera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société.

Au 31 décembre 2016, la société C25 reste détenue à 100 % par EDF, et cette opération n'a pas d'impact sur les comptes du Groupe, hormis le reclassement en actifs et passifs détenus en vue de leur vente de 49,9 % des éléments du bilan de la société C25 (voir note 46).

Suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, les titres de la société C25 peuvent être affectés au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF. À fin 2016, 75,93 % des titres de la société C25 sont ainsi affectés aux actifs dédiés (voir note 47.3). À l'issue de l'opération, le solde de la participation d'EDF dans la société C25 (50,1 %) sera affecté au portefeuille d'actifs dédiés.

3.5.2 EDF : projet de cession des actifs d'EDF Polska

Le 26 octobre 2016, au terme d'un processus concurrentiel ouvert, EDF a annoncé l'entrée en négociations exclusives avec IFM Investors, qui a remis au Groupe une offre ferme pour le rachat de ses activités de cogénération (chaleur et électricité) en Pologne. La centrale thermique au charbon de Rybnik (capacité de 1,8 GW) faisait l'objet d'un processus de cession séparé pour lequel le groupe EDF était en négociation exclusive avec EPH.

La finalisation de ces deux transactions nécessitait la scission préalable d'EDF Polska en deux entités autonomes, regroupant d'un côté les actifs de cogénération et de l'autre, Rybnik. Le gouvernement polonais a communiqué au groupe EDF le 12 décembre 2016 la décision de ne pas autoriser cette scission.

Compte tenu du processus de cession en cours des actifs d'EDF Polska, les actifs et passifs concernés ont été reclassés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (note 46).

Le 27 janvier 2017, un protocole d'accord a été signé entre EDF et un consortium composé des entreprises polonaises Polska Grupa Energetyczna (PGE), Enea, Energa et PGNiG Termika, en vue de la cession des titres d'EDF Polska SA et de Kogeneracja SA.

3.5.3 EDF finalise avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt

Le 5 décembre 2016, EDF a signé avec l'entreprise nationale de service public Első Nemzeti Közműszolgáltató Zrt (ENKSZ), contrôlée à 100 % par l'État hongrois, un accord définitif pour la cession de la totalité du capital de sa filiale hongroise EDF Démász.

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46) les actifs et passifs concernés par cette opération.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász. Cette annonce 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, constitue pour EDF une nouvelle avancée dans la réalisation du plan de cessions du Groupe sur la période 2015-2020.

3.5.4 EDF Trading et JERA : projet de cession des activités de négoce de charbon

Le 21 décembre 2016, EDF Trading a signé un accord engageant concernant la vente de son activité de charbon et de fret associé à JERA Trading Singapore. À l'issue de la transaction, EDF Trading détiendra un tiers des parts de la nouvelle société de trading (JERA Trading) qui devrait être opérationnelle à la fin du premier semestre 2017.

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46) les actifs et passifs concernés par cette opération.

3.6 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 partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

3.7 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.

¹ Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 l'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.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

3.8 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2015

3.8.1 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constituait un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera 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.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté s'est substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel le groupe EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes consolidés.

La prise en compte de ce coût a eu pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a eu un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

3.8.2 Edison : arbitrage des contrats gaz d'approvisionnement à long terme

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce internationale a notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'était traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

3.8.3 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)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché.

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un nouveau recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Ce recours est actuellement pendant.

EDF en a traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
 - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, est comptabilisé en diminution des capitaux propres consolidés du Groupe,
 - les intérêts financiers associés s'élèvent à 494 millions d'euros et sont comptabilisés en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF et Enedis et en « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE. L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (354) millions d'euros ;

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

- en contrepartie, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts nets d'impôts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »).

Cette décision s'était traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 906 millions d'euros, effet net d'impôt aux bornes du Groupe.

3.8.4 Émissions obligataires seniors

EDF avait lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ;

- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 %.

À cette même date, EDF avait lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 %.

Ces émissions avaient fait suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taiwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

4.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente 2014-2015 par le Conseil d'État

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant, de fait la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1^{er} août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts : fixés sans intégrer la totalité de la régularisation tarifaire constatée à cette date.

La publication au *Journal officiel* (JO) des arrêtés rectificatifs tarifaires 2014-2015 demandés par le Conseil d'État a eu lieu le 2 octobre 2016.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 1 030 millions d'euros (dont 1 018 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2016 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à cette régularisation tarifaire, l'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2016 s'élève à 872 millions d'euros.

4.1.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % du tarif bleu résidentiel en moyenne et de 1,5 % du tarif bleu non résidentiel également en moyenne. Les ministres concernés ont accepté cette proposition, et l'arrêté relatif à ces nouvelles grilles a été publié le 29 juillet 2016 au JO avec date d'effet au 1^{er} août 2016. La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance était fixée au 30 juin 2016.

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement à l'État par mégawattheure vendu. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimente les sites depuis le 1^{er} juillet 2016 sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

La CRE a organisé en novembre 2016 un second appel d'offres afin de répartir les sites restant à cette date en offre transitoire du fait de lots infructueux, de sites qui n'avaient pas été intégrés dans des lots lors du premier appel d'offres ou de sites non basculés dans le périmètre du fournisseur allocataire (environ 2 700). L'appel d'offres ayant été infructueux, ces sites demeurent alimentés en offre transitoire.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)**Indexations TURPE 4**

La CRE a publié le 2 juin 2016 la délibération portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a ainsi augmenté de 1,11 % arrondi à 1,1 %. Cette hausse correspond à une stabilité de l'inflation (0,03 %) et à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP¹) de 1,08 %.

Le 13 mai 2016, le Conseil d'État avait rejeté la requête de la société Direct Énergie visant à obtenir l'annulation pour excès de pouvoir de la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux Tarifs d'Utilisation d'un Réseau Public d'Électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (TURPE 4 Distribution).

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a augmenté de 1,37 % arrondi à 1,4 % au 1^{er} août 2016, correspondant à une stabilité de l'inflation (0,03 %), un apurement du CRCP pour - 0,81 %, et à une prise en compte de l'interruptibilité de 2,15 %.

TURPE 5

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE Transport et le TURPE Distribution pour la période 2017-2020 avec une date d'entrée en vigueur prévue au 1^{er} août 2017.

Le TURPE 5 Transport prévoit une hausse de 6,76 % au 1^{er} août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 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 prévoit une hausse de 2,71 % au 1^{er} août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en ajustant cependant la marge sur actifs à 2,6 % (2,5 % pour TURPE 4) et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 % (6,1 % pour TURPE 4).

Le *Journal officiel* du 28 janvier 2017 a publié les trois décisions de la CRE relatives au TURPE 5 – les deux délibérations sur les TURPE 5 Transport et Distribution précitées, ainsi que la délibération du 19 janvier 2017 en réponse à la demande d'une nouvelle délibération émanant de la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des relations internationales sur le climat, par laquelle la CRE maintient sa délibération initiale relative au TURPE 5 Distribution.

EDF a déposé le 3 février 2017 une requête en annulation devant le Conseil d'État à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution.

Décision de la Cour d'Appel de Paris (gaz) et du Conseil d'État (électricité)

La Cour d'Appel de Paris, dans un arrêt rendu le 2 juin 2016, a jugé que la société GRDF (distributeur gaz) devait « supporter, au moins en partie, les coûts de gestion des prestations de services rendues par les fournisseurs » de gaz. Elle a aussi enjoint GRDF de conclure un avenant au contrat d'accès au réseau de distribution (CAD) prévoyant le versement à Direct Énergie et ENI, sociétés requérantes, d'une « rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Elle a, en outre, enjoint GRDF à verser, à titre rétroactif, à Direct Énergie, une rémunération à compter de la signature du contrat CAD, soit le 21 juin 2005.

Sur le fondement de cette décision, EDF a sollicité GRDF pour obtenir la rémunération des prestations réalisées pour le compte du gestionnaire de réseau gaz à compter de la signature du contrat CAD.

Cette décision, dans le domaine du gaz, s'est accompagnée, le 13 juillet 2016, dans le domaine de l'électricité de l'annulation par le Conseil d'État de la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui a mis en place un mécanisme de régulation asymétrique.

Le Conseil d'État considère que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne peut légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs.

La portée de cette décision, qui ouvre droit à rémunération pour les fournisseurs en électricité, est en cours d'analyse par le Groupe. Le 23 décembre 2016, la société Engie a assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de Commerce de Paris. La procédure est en cours.

La CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 prévoit à ce titre la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique par les GRD sans en préciser les modalités de calcul. Celles-ci seront décidées par la CRE au 2^e trimestre 2017, à l'issue d'une consultation publique, comme annoncé dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2017. Cette rémunération rentrera dans les charges couvertes par le TURPE.

4.3 AUTORISATION PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE DU MÉCANISME RÉVISÉ DE CAPACITÉ FRANÇAIS

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le marché de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a mis un terme à l'enquête approfondie ouverte un an plus tôt à l'encontre de la France et a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1^{er} janvier 2017. L'arrêt du 8 novembre 2016 définit les modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH (voir note 4.5).

La décision de la Commission européenne résulte des engagements pris par les pouvoirs publics français de modifier le mécanisme sur trois volets principaux :

- faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en permettant aux nouvelles capacités, sous condition, d'obtenir des certificats d'une durée de sept ans ;
- introduire la possibilité pour les exploitants de capacités situées dans les États membres voisins de participer au mécanisme français, en fonction de la capacité disponible aux interconnexions aux heures de pointe ;
- accroître la transparence du mécanisme et instaurer des mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

La modification des règles du mécanisme, intervenue en novembre 2016, a permis la mise en œuvre de la troisième mesure.

Les deux autres mesures nécessitent des modifications supplémentaires des règles et entreront en vigueur à partir de 2019. Les acteurs du marché de capacité seront consultés sur les évolutions des règles courant 2017.

Une première session de marché a été organisée par EPEX Spot le 15 décembre 2016. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentent 22,6 GW. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW. Pour 2017, ce prix d'équilibre définit également le « prix de référence marché » de la capacité.

Le prix de la capacité sera répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs.

De nouvelles enchères auront lieu en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

¹ Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**4.4 COMPENSATION DES CHARGES
DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE**

Le mécanisme de financement et de compensation des charges de service public de l'énergie a pour objet d'indemniser les opérateurs auxquels sont assignées un certain nombre de charges de service public de gaz et d'électricité. EDF en est l'opérateur prépondérant¹.

Les charges couvertes par le mécanisme

Le mécanisme actuellement en vigueur est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Il est piloté par l'État, qui en assure le financement dans son budget avec le concours de la CRE, qui calcule et propose à l'État les montants de charges à compenser pour chaque opérateur. Ainsi, les charges de service public de l'énergie sont intégrées au budget de l'État dans deux comptes spécifiques :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui couvre notamment les dépenses supportées par les opérateurs obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des énergies renouvelables (EnR) et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF et le remboursement du trop-versé de la taxe TICFE (renommée CSPE) par les industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un second compte intitulé « Service public de l'énergie » du budget général de l'État qui couvre les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI).

Les ressources du mécanisme

Le financement du mécanisme est assuré par des recettes provenant de quatre taxes sur les consommations d'énergie (la TICFE pour l'électricité, la TICC pour les charbons et assimilés, la TICGN pour le gaz naturel et la TICPE pour les carburants) dans des proportions variables.

Pour l'année 2016, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été alimenté par la totalité des recettes de la TICFE et par 2,16 % des recettes de la TICGN. Les recettes des autres taxes contribuent au financement du budget général sans pour autant être directement affectées à un poste de dépense particulier.

À partir du 1^{er} janvier 2017, le financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » est assuré par les recettes des taxes sur les énergies carbonées : principalement par la TICFE et, en complément, par la TICC. Les autres taxes, dont la TICPE, contribuent au financement du budget général.

Le niveau de la TICFE (renommée CSPE) est resté stable en 2016, soit 22,5 €/MWh pour son taux plein, et entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh pour les taux réduits applicables aux consommateurs électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée et d'électro-intensivité. Ces niveaux restent inchangés dans la loi de finances pour 2017.

La compensation des charges supportées par EDF en 2016

Les charges à compenser à EDF au titre de 2016 s'élèvent à 6 365 millions d'euros, en hausse de 1 % par rapport à 2015. Cette légère augmentation s'explique principalement par une hausse du coût des obligations d'achat principalement due à la croissance en volume des EnR liée au développement du parc de production EnR en France, en partie compensée par une baisse des charges liées aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées. Les montants encaissés en 2016 s'établissent à 6 357 millions d'euros, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015.

Le remboursement du déficit historique antérieur à la réforme

L'État a pris le 2 décembre 2016 un arrêté dans lequel il fixe le montant définitif de la créance due à EDF au 31 décembre 2015 lié aux déficits de compensation cumulés pour la période passée (5 780 millions d'euros pour le principal hors intérêts 2015). Cet arrêté établit également un échéancier annuel de remboursement d'ici 2020 de cette créance.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la compensation des charges de service public de l'énergie qu'elle détient sur l'État à raison du déficit de compensation 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.

À partir de 2017, suite à cette opération, EDF percevra 73,6 % (quote-part de la créance non cédée) des flux de remboursement de la créance et des intérêts associés versés par l'État.

4.5 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix, le marché de gros est devenu sur la majeure partie de l'année une source d'approvisionnement attractive ; en conséquence, les souscriptions ARENH ont été nulles à la fois lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016 et lors du guichet de mi-année destiné à la fourniture du second semestre 2016.

En revanche, la souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet de novembre-décembre 2016 a été massive (40,8 TWh fermes pour le premier semestre 2017). En effet, la remontée extrêmement rapide des prix *forward* 2017 (notamment sur le premier trimestre, tirant l'ensemble de l'année vers le haut) dans les semaines précédant le guichet de novembre-décembre 2016 les a conduits à dépasser le prix de l'ARENH, de 42 €/MWh, qui intègre également la valeur des garanties de capacités.

Les arrêtés des 8 et 14 novembre 2016 ont fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

¹ Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Sur l'exercice 2016, le Groupe ne connaît pas de variation significative de périmètre. En revanche, les cessions de participations ne donnant pas le contrôle, hormis la cession partielle d'HPC traitée en note 3.2, concernent les entités suivantes :

5.1 GROUPE DALKIA : CESSIION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR

Le fonds Amundi Transition Énergétique (ATE), société commune entre EDF et Amundi, a pris une participation dans le capital des entités Cogestar 1 et 2 le 16 décembre 2016 correspondant à 70 % des parts en capital pour 53 millions d'euros. Dalkia conserve 30 % du capital et demeure le prestataire exclusif des entités Cogestar 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 des entités Cogestar 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 les entités Cogestar pour un montant global de 85 millions d'euros à souscrire 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.

5.2 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION SUR L'EXERCICE 2015**5.2.1 Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)**

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF avait finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) avec EP Energy.

Cette opération n'a pas eu d'impact significatif sur les comptes du Groupe clos au 31 décembre 2015.

5.2.2 Estag

Le groupe EDF avait finalisé le 21 décembre 2015 la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Energie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature, en juillet 2015, d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette vente.

Cette opération n'avait pas eu d'impact significatif sur les comptes du Groupe clos au 31 décembre 2015.

5.2.3 Accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus

Les actionnaires d'EDF Luminus, Publibec, Socofe, Ethias et Nethys, et le groupe EDF avaient signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui prolonge celle-ci jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- maintien de quatre actionnaires belges, qui bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publibec et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 inter-secteurs. 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 aux changements réglementaires intervenus en France fin 2015 (fin des tarifs réglementés jaunes et verts et ouverture aux offres de marchés), le Groupe a modifié son information sectorielle présentée dans les tableaux de la note 6.1 en introduisant un secteur opérationnel « France – Activités de production et commercialisation » et un secteur « France – Activités régulées » en lieu et place du secteur « France ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont désormais 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'Electricité de Strasbourg (auparavant rattachée au secteur des « Autres métiers »),
- « 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 les entités EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru et EDF Investissements Groupe. Le secteur « Autres activités » a été renommé « Autres métiers ».

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	34 137	5 387	9 266	11 105	5 138	6 170	–	71 203
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 054	10 341	1	20	148	1 564	(13 128)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 191	15 728	9 267	11 125	5 286	7 734	(13 128)	71 203
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 156	5 102	1 713	641	711	2 091	–	16 414
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 265	2 395	486	(255)	213	1 410	–	7 514
Bilan :								
Goodwill	–	223	7 818	2	13	867	–	8 923
Immobilisations incorporelles et corporelles	47 136	57 305	13 353	6 887	2 242	11 780	–	138 703
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	355	2 558	59	104	4 587	982	–	8 645
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	30 098	4 281	4 386	2 696	738	8 118	–	50 317
Actifs détenus en vue de la vente	–	2 623	–	–	2 115	482	–	5 220
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	–	69 833
TOTAL ACTIF	77 589	66 990	25 616	9 689	9 695	22 229	–	281 641
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(2 681)	(2 674)	(1 069)	(558)	(378)	(606)	–	(7 966)
Pertes de valeur	(65)	–	(81)	(159)	(194)	(140)	–	(639)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	38	4 782	400	641	1 063	–	6 924
Investissements corporels et incorporels	5 752	3 779	1 911	436	497	2 022	–	14 397

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPÉ est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 647 millions d'euros.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

6.1.2 Au 31 décembre 2015

L'information au 31 décembre 2015 a été retraitée selon la nouvelle segmentation opérationnelle (voir note 6.1).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	36 098	4 323	11 618	11 677	5 634	5 656	–	75 006
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 229	11 095	4	17	193	1 632	(14 170)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	37 327	15 418	11 622	11 694	5 827	7 288	(14 170)	75 006
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 936	4 719	2 242	1 345	609	1 750	–	17 601
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 387	2 322	(217)	(814)	(382)	984	–	4 280
Bilan :								
Goodwill	–	223	9 163	–	15	835	–	10 236
Immobilisations incorporelles et corporelles	45 338	55 837	14 668	7 350	3 907	12 103	–	139 203
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	466	5 159	61	171	4 891	777	–	11 525
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	27 461	3 789	5 044	3 196	1 033	7 087	–	47 610
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	–	70 367
TOTAL ACTIF	73 265	65 008	28 936	10 717	9 846	20 802	–	278 941
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(3 228)	(2 507)	(1 416)	(856)	(461)	(541)	–	(9 009)
Pertes de valeur	(259)	–	(1 096)	(1 420)	(473)	(252)	–	(3 500)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	37	3 174	633	640	1 007	–	5 491
Investissements corporels et incorporels	5 695	3 657	1 823	587	696	2 331	–	14 789

(1) 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 1 643 millions d'euros.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016**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 (éolienne, photovoltaïque ...).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2016 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽¹⁾	24 247	15 202	75	39 524
■ dont International et autres métiers	26 652	145	4 882	31 679
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 899	15 347	4 957	71 203
2015 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽¹⁾	25 477	14 865	79	40 421
■ dont International et autres métiers	29 787	148	4 650	34 585
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 264	15 013	4 729	75 006

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

Compte de résultat

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	68 128	72 768
Autres ventes de biens et de services	2 051	1 557
Trading	1 024	681
CHIFFRE D'AFFAIRES	71 203	75 006

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires réalisé au Royaume-Uni et en France.

Au Royaume-Uni, la baisse du chiffre d'affaires s'explique notamment par la baisse des prix de marché de l'électricité et par le contexte de forte concurrence. Le chiffre d'affaires du Royaume-Uni est également impacté défavorablement par la dépréciation de la livre sterling.

En France, l'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 est principalement liée à un contexte de concurrence accrue (fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert) et à la baisse des prix de marché de l'électricité. Par ailleurs,

la baisse de la production nucléaire, liée principalement à des demandes de contrôles de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN), a entraîné une forte diminution de l'offre sur les marchés de gros.

Ces diminutions du chiffre d'affaires ont été partiellement compensées en France par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de ventes relative à la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 pour 1 030 millions d'euros (voir note 4.1) et par un effet climatique favorable, ainsi que par la bonne performance d'EDF Trading en Europe.

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)	2016	2015
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 639)	(13 572)
Achats d'énergie	(14 805)	(15 870)
Charges de transport et d'acheminement	(9 017)	(9 462)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(1 10)	(209)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	521	338
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(36 050)	(38 775)

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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Services extérieurs :	(11 177)	(11 631)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 486)	(2 617)
Production stockée et immobilisée	4 728	4 509
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	33	213
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(8 902)	(9 526)

Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes sont en diminution sur l'ensemble des secteurs opérationnels, et au global de l'ordre de - 6 % par rapport à 2015.

Note 10 Charges de personnel

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Rémunérations	(7 860)	(7 878)
Charges de sécurité sociale	(1 885)	(1 867)
Intéressement et participation	(218)	(274)
Autres contributions liées au personnel	(366)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(236)
Avantages à court terme	(10 571)	(10 643)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(939)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(839)	(949)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 778)	(1 901)
Autres avantages à long terme	(190)	11
Indemnités de fin de contrat	(4)	4
Autres charges de personnel	(194)	15
CHARGES DE PERSONNEL	(12 543)	(12 529)

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2016	2015
Statut IEG	103 275	104 186
Autres	51 533	52 126
EFFECTIFS MOYENS	154 808	156 312

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 sociétales – Ressources humaines », partie 3.5.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts et taxes sur rémunérations	(265)	(258)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 566)	(1 505)
Autres impôts et taxes	(1 825)	(1 878)
IMPÔTS ET TAXES	(3 656)	(3 641)

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.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Subventions d'exploitation	12.1	6 765	6 552
Résultat de déconsolidation	12.2	290	319
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	108	138
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(17)	(10)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		41	(168)
Autres produits et charges	12.3	(825)	235
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		6 362	7 066

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

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 6 510 millions d'euros en 2016 (6 320 millions d'euros en 2015). 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 éolienne et photovoltaïque et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2016 :

- 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 (DVA5) pour 357 millions d'euros (340 millions d'euros en 2015) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 230 millions d'euros (236 millions d'euros en 2015).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges 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, ces derniers étant en augmentation par rapport à 2015.

Par ailleurs, les autres produits et charges intégraient principalement en 2015 les effets, pour la part relative aux exercices antérieurs, de l'arbitrage favorable à Edison dans le cadre des révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz (voir note 3.8.2).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 13 Pertes de valeur/reprises

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Pertes de valeur sur goodwill	18	–	(34)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(159)	(210)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(480)	(3 256)
Pertes de valeur nettes des reprises		(639)	(3 500)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2015 s'élevaient à (3 500) millions d'euros et concernaient principalement :

- les actifs thermiques du Groupe (charbon, gaz, stockage gaz) en Europe (principalement Royaume-Uni, Italie, Belgique, Pologne, Allemagne) à hauteur de (2 281) millions d'euros ;
- les actifs d'exploration-production d'Edison pour (551) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2016 s'élèvent à (639) 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 2016 et certaines hypothèses des retenues.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2016 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 819	6,4 %	–	–
Italie	Marque Edison	945	7,1 % – 9,3 %	2,0 %	–
Autres métiers	Goodwill Dalkia	496	4,7 %	1,5 %	–
	Marque Dalkia	130	5,2 %	1,5 %	–
Autres pertes de valeur		–	–	–	(37)
Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée					(37)

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 2016 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Stockages gaz	Niveaux de volatilité des prix durablement bas	6,2 %	(44)
Italie	Actifs d'Edison (Power et E&P)	Baisse des prix <i>forward</i> de l'électricité et baisse des volumes pour les activités E&P	6,1 % – 9,7 %	(160)
Autres métiers	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Sous-performance de certaines activités et durcissement du contexte réglementaire en Pologne	4,0 % – 12,8 %	(127)
Autre International	UGT d'EDF Polska	Réorganisation opérationnelle	7,6 %	(197)
France – Production-Commercialisation		Fermeture de certaines tranches fioul		(28)
Autres pertes de valeur				(46)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(602)

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 2015 (baisse de l'ordre de 30 à 50 points de base) en cohérence avec la baisse des taux sans risque. 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 2016 reste dégradé et volatil, dans le prolongement des conditions observées en 2015. La faiblesse des prix de marché de l'électricité et des matières premières 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 encore de rétablir une rémunération suffisante pour ces moyens de production.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont en deçà des niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent, qui avait servi de base aux premières évaluations de pertes de valeur au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Ils sont toutefois globalement supérieurs aux données observées mi-janvier 2016, sur la base desquelles des analyses de sensibilité avaient été réalisées et qui avaient conduit, le cas échéant, à des dépréciations complémentaires comptabilisées dans les états financiers au 31 décembre 2015 (actifs E&P d'Edison en particulier).

La trajectoire au-delà de l'horizon de marché prévoit une remontée des prix de l'électricité. Sur l'horizon moyen terme, cette trajectoire est toutefois en deçà de celle retenue fin 2015 (baisse d'environ 5 à 10 euros du mégawattheure selon les pays) du fait, essentiellement, de la révision à la baisse des courbes de prix des combustibles gaz et charbon, principales hypothèses déterminantes du prix de l'électricité. 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.

A fin 2016, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'amène pas à modifier les traitements retenus au 31 décembre 2015.

- les pertes de valeur comptabilisées en 2015 au titre des actifs thermiques et d'exploration restent justifiées en 2016 ;
- la révision à la baisse, entre 2015 et 2016, du scénario de référence sur la trajectoire de remontée des prix de l'électricité impacte la valorisation des actifs du Groupe majoritairement rémunérés en base mais ne remet pas en cause la constatation d'un excédent entre les valeurs recouvrables déterminées au travers des tests et les valeurs comptables.

Royaume-Uni – EDF Energy

Les risques relatifs aux actifs thermiques (d'une part, la faiblesse des niveaux de volatilité des prix pour les actifs de stockage gaz et, d'autre part, la faiblesse des *spread* et des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité pour les autres actifs thermiques) avaient été intégrés dans le cadre de la revue de la valeur des actifs en 2015. Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable du CCGT West Burton B et des centrales charbon s'est légèrement améliorée, en lien avec un environnement de marché un peu plus favorable (appréciation des *clean spark spread*, introduction au Royaume-Uni d'une enchère de capacité additionnelle en 2017-2018) et des plans d'économie mis en œuvre par l'entité. Néanmoins, le contexte de marché reste globalement dégradé et des incertitudes demeurent (marché de capacité, Brexit...).

Au 31 décembre 2016, une dépréciation additionnelle de (44) millions d'euros a été comptabilisée au titre des stockages gaz en raison de la réalisation d'investissements obligatoires et de niveaux de volatilité des prix durablement bas ne permettant pas aujourd'hui de recouvrer les montants engagés.

Les analyses de sensibilité réalisées sur les marges des actifs thermiques et détaillées ci-après ne remettent pas en cause les conclusions des tests à fin 2016.

- une variation de 5 % des *clean dark spread* aurait un impact d'environ 7 % sur la valeur recouvrable des centrales charbon, sans remise en cause de l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable ;
- 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 de l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable ;
- une variation de 5 % de la volatilité des prix aurait un impact limité en valeur absolue sur le risque relatif aux stockages gaz.

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants 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 sensible à la révision à la baisse, entre 2015 et 2016, de la trajectoire de remontée des prix de l'électricité sur le moyen terme mais reste toutefois supérieure à sa valeur comptable. Les sensibilités menées sur la courbe de prix de référence ne remettent pas en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, issu du test de dépréciation.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7 818 millions d'euros au 31 décembre 2016 (soit 6 694 millions 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 en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point, projet aujourd'hui confirmé avec la 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 est basé sur un coût de construction du projet de 18 milliards de livres sterling en nominal et d'une mise en service fin 2025 du premier réacteur, en cohérence avec la décision finale d'investissement.

Des analyses de sensibilité de la valeur recouvrable d'EDF Energy aux hypothèses retenues sur Hinkley Point C ont spécifiquement été menées à fin 2016 : l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste substantiel dans les cas illustratifs suivants :

- une augmentation des coûts du projet d'Hinkley Point C de 2,7 milliards de livres sterling, soit 15 % du coût total du projet, réduirait la marge du test d'EDF Energy de 20 % ;
- une simulation avec un décalage de la mise en service d'Hinkley Point C de 4 ans associé à un surcoût du projet de 4,4 milliards de livres sterling, soit environ 25 % du coût total du projet, réduirait la marge du test d'EDF Energy de 53 %.

Le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests 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 CO₂ et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », d'un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

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.

Au 31 décembre 2016, 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 qu'en janvier 2016 (*clean spark spread* et prix du Brent) associé à une maîtrise des trajectoires de coûts et d'investissements. Des risques additionnels ont toutefois été mis en évidence en 2016 sur (i) certains champs d'exploration-production pénalisés notamment par la baisse des volumes et (ii) les actifs hydrauliques négativement impactés par les prix *forward*. Il en résulte la comptabilisation d'une perte de valeur de (160) millions d'euros au 31 décembre 2016.

- S'agissant des actifs thermiques, les sensibilités réalisées sur les *clean spark spread* (plus ou moins un euro du mégawattheure) ne remettent pas en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.
- S'agissant des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, les sensibilités réalisées sur le prix de l'électricité (plus ou moins un euro du mégawattheure) ont un faible impact sur le niveau de dépréciation des actifs hydrauliques et un impact non significatif sur la valeur recouvrable des actifs éoliens, non susceptible de remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.
- Une hausse de 50 points de base du CMPC retenu pour la valorisation des actifs de production d'électricité mettrait en évidence un risque additionnel d'environ (50) millions d'euros.
- Une baisse de 5 % des prix du gaz et du pétrole entraînerait un risque de dépréciation additionnel des actifs d'exploration-production d'environ (45) millions d'euros. Une variation du CMPC de 50 points de base aurait en revanche un impact marginal sur l'appréciation du risque sur ces mêmes actifs.

Autre international

EDF Polska

Dans le cadre de la revue stratégique de son portefeuille d'actifs, le Groupe a procédé à une réorganisation dans la gestion de ses centrales thermiques en Pologne, en distinguant les branches de cogénération – qui bénéficient de tarifs régulés de chaleur – des branches de production d'électricité uniquement. Le test de dépréciation est désormais effectué sur deux Unités Génératrices de Trésorerie distinctes (UGT Cogénération et UGT Électricité), là où était considérée jusqu'alors une seule entité EDF Polska. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (197) millions d'euros au titre de l'UGT Électricité, au sein de laquelle les actifs sont pleinement exposés aux prix de marché de l'électricité. Cette dépréciation a été enregistrée au 30 juin 2016. Sur le second semestre 2016, le Groupe a fait part de sa décision de vendre les actifs d'EDF Polska et les a ainsi reclassés en actifs non courants détenus en vue de la vente conformément à la norme IFRS 5 (voir notes 3.5.2 et 46).

EDF Luminus

La révision à la baisse, entre 2015 et 2016, de la trajectoire des prix de l'électricité sur le moyen terme a conduit à la mise en œuvre d'un test de dépréciation au 31 décembre 2016. Après actualisation de ces hypothèses en 2016, la différence entre les flux de trésorerie actualisés et la valeur

comptable du test demeure positive. Les sensibilités menées sur les hypothèses clés (scénario de prix et taux d'actualisation notamment) ne remettent pas en cause les conclusions.

Autres métiers

EDF Énergies Nouvelles

En 2016, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles. Ces dépréciations concernent essentiellement une usine biogaz aux États-Unis dont la viabilité est aujourd'hui remise en cause et des parcs éoliens en Pologne pénalisés par un changement législatif (augmentation des taxes locales) ainsi que par la diminution du prix des certificats verts.

Dalkia

Au 31 décembre 2016, le goodwill de Dalkia ressort à 496 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 long terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. D'après les hypothèses actualisées en 2016, 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 2016 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France

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.

La baisse durable des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et à long terme, dans un contexte d'exposition croissante aux prix de marché avec la fin des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, a constitué un indice de perte de valeur ayant conduit à une revue de la valeur du parc de production France au 31 décembre 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 5,4 %. 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 GW conformément à la Loi de Transition Énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros₂₀₁₆ du kilowatt a été prise en compte dès 2017. Cette hypothèse est cohérente avec le prix établi à l'occasion des premières enchères du mécanisme de capacité français organisées sur EPEX Spot le 15 décembre 2016.

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.

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. Chacune de ces hypothèses dès à 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.

Compte tenu des décisions de mise à l'arrêt échelonnée des tranches flouil, la valeur comptable de la tranche 1 de Porcheville est intégralement dépréciée au 31 décembre 2016, soit une perte de valeur de (28) millions d'euros.

Autres pertes de valeur sur actifs

Par ailleurs, le Groupe a identifié certains indices de perte de valeur sur des actifs spécifiques conduisant à comptabiliser des pertes de valeur pour un montant de (46) millions d'euros.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2016 à hauteur de (481) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2016 intègrent principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable d'un litige avec l'État hongrois. Ce versement est 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.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2015 intégraient principalement les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.8.1 et 29.1.2) ;

- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3) minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario (voir notes 29.1.2 et 29.1.3), soit un effet net de 258 millions d'euros ;
- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie, et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie (voir note 31.1.2) ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies (voir note 31.1.2).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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)	2016	2015
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 907)	(1 955)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(11)	(9)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	122	(57)
Résultat net de change sur endettement	(31)	27
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 827)	(1 994)

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Cette charge d'actualisation est en augmentation, 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)	2016	2015
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 048)	(1 070)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(2 278)	(1 639)
Autres provisions et avances	(91)	(103)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 417)	(2 812)

(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)	2016	2015
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	20	13
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	775	1 174
Produits (charges) sur autres actifs financiers	398	408
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(46)	(96)
Autres charges financières	(263)	(491)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	43	132
Produits sur les actifs de couverture	547	538
Intérêts d'emprunts capitalisés	437	540
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	1 911	2 218

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 2016, 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 428 millions d'euros (372 millions d'euros en 2015).

En 2015, les autres charges financières intègrent notamment des intérêts financiers dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour (360) millions d'euros (voir note 3.8.3).

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)	2016	2015
Impôts courants	(1 886)	(1 028)
Impôts différés	498	545
TOTAL	(1 388)	(483)

L'augmentation de la charge d'impôt du Groupe s'explique principalement par la hausse du résultat avant impôt, notamment du fait des pertes de valeur enregistrées en 2015.

En 2016, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 458) millions d'euros et des autres filiales pour (428) millions d'euros (respectivement (467) millions d'euros et (561) millions d'euros en 2015).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2016	2015
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	4 181	1 692
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(1 440)	(643)
Différences de taux d'imposition	119	229
Différences permanentes	(163)	(266)
Impôts sans base	285	222
Actifs d'impôts différés non reconnus	(189)	(24)
Autres	(1)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 388)	(483)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	33,20 %	28,55 %

L'augmentation du taux effectif d'impôt en 2016 s'explique principalement par un impact des diminutions des taux d'impôt en France et au Royaume-Uni plus faible que celles de 2015.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2016 :
 - 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,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 200 millions d'euros ;
- pour 2015 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 229 millions d'euros, dont 158 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni d'ici 2020 et 142 millions d'euros relatifs à l'annulation de la taxe « Robin Hood » en Italie, suite à la décision de la Cour Constitutionnelle,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 225 millions d'euros

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts différés actifs	2 713	2 590
Impôts différés passifs	(4 122)	(4 315)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{er} JANVIER	(1 409)	(1 725)
Variation en résultat net	498	547
Variation en capitaux propres	33	(147)
Écarts de conversion	185	(75)
Mouvements de périmètre	60	(1)
Autres mouvements	2	(8)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(631)	(1 409)
Dont impôts différés actifs	1 641	2 713
Dont impôts différés passifs	(2 272)	(4 122)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2016 est liée à hauteur de (191) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (152) millions d'euros sur l'exercice 2015) et pour 224 millions d'euros aux justes valeurs des instruments financiers et actifs financiers disponibles à la vente (5 millions d'euros sur l'exercice 2015).

Les variations des montants d'impôts différés actifs et passifs sont liées principalement à la présentation en net de la situation fiscale latente du groupe fiscal France.

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 344)	(6 458)
Provisions pour avantages du personnel	6 051	7 292
Autres provisions et pertes de valeur	377	395
Instruments financiers	232	(58)
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 279	1 171
Autres	48	46
Impôts différés actifs et passifs	2 643	2 388
Impôts différés actifs non reconnus	(3 274)	(3 797)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(631)	(1 409)

Au 31 décembre 2016, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 274 millions d'euros (3 797 millions d'euros au 31 décembre 2015) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 385 millions d'euros (2 912 millions d'euros au 31 décembre 2015) 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 734 millions d'euros (747 millions d'euros en 2015) et correspond principalement à des pertes, dont l'expiration se situe entre 2029 et 2035.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 438 millions d'euros (370 millions d'euros en 2015) et se situent principalement aux États-Unis pour 135 millions d'euros (128 millions d'euros en 2015) et en France pour 111 millions d'euros (89 millions d'euros en 2015), 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.

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)	2016	2015
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 851	1 187
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(582)	(591)
Effet des instruments dilutifs	—	—
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	2 269	596
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 980 632 028	1 859 988 148
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 980 632 028	1 859 988 148
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,15	0,32
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,15	0,32

En 2016, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2015 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016 se sont traduits par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 1 862 millions d'euros correspondant à l'émission de 188 997 656 actions.

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)	31/12/2016	31/12/2015
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 236	9 694
Acquisitions	36	67
Cessions	—	(3)
Pertes de valeur (voir note 13)	—	(34)
Écarts de conversion	(1 298)	532
Autres mouvements	(51)	(20)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	8 923	10 236
Valeur brute à la clôture	9 709	11 122
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(786)	(886)

En 2016, les variations observées sont 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.

En 2015, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de CRAM et de Cesbron par Dalkia pour 57 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour (34) millions d'euros, dont (20) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Polska ;
- des écarts de conversion pour 532 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon la nouvelle information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
France – Activités régulées	223	223
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 818	9 163
Italie	2	—
Autre international	13	15
Dalkia	496	455
EDF Énergies Nouvelles	177	178
Autres	194	202
Autres métiers	867	835
TOTAL GROUPE	8 923	10 236

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit

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 matériels 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 ⁽¹⁾	1 976	87	–	(23)	(1)	(1 044)	995
Valeurs brutes	12 989	1 980	(1 494)	(253)	(386)	(1 004)	11 832
Amortissements et pertes de valeur	(4 100)	(992)	394	84	166	66	(4 382)
VALEURS NETTES	8 889	988	(1 100)	(169)	(220)	(938)	7 450

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les autres mouvements comprennent le reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR Flamanville 3 en immobilisations corporelles en cours.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2016 :

- 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 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'élève à 572 millions d'euros en 2016.

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
Logiciels	2 601	1 036	(116)	41	(4)	19	3 577
Juste valeur positive des contrats matériels acquis lors de regroupement d'entreprise	810	–	–	–	–	–	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	674	1 227	(1 230)	19	–	–	690
Autres immobilisations incorporelles	5 545	450	(45)	10	(24)	–	5 936
Immobilisations incorporelles en cours	2 220	(264)	–	17	–	3	1 976
Valeurs brutes	11 850	2 449	(1 391)	87	(28)	22	12 989
Amortissements et pertes de valeur	(2 966)	(1 263)	141	(6)	7	(13)	(4 100)
VALEURS NETTES	8 884	1 186	(1 250)	81	(21)	9	8 889

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2015 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 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 735 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (210) millions d'euros a été enregistrée en 2015.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 555 millions d'euros en 2015.

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)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	51 489	50 093
Immobilisations en cours	1 575	1 507
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	53 064	51 600

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
Valeurs brutes au 31/12/2015	2 468	84 021	3 756	90 245
Augmentations ⁽¹⁾	147	3 559	320	4 026
Diminutions	(14)	(621)	(167)	(802)
Valeurs brutes au 31/12/2016	2 601	86 959	3 909	93 469
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(1 291)	(36 463)	(2 398)	(40 152)
Dotations nettes aux amortissements	(51)	(208)	(174)	(433)
Diminutions	12	543	164	719
Autres mouvements ⁽²⁾	(7)	(2 013)	(94)	(2 114)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(1 337)	(38 141)	(2 502)	(41 980)
Valeurs nettes au 31/12/2015	1 177	47 558	1 358	50 093
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	1 264	48 818	1 407	51 489

(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.

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)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	6 010	6 142
Immobilisations en cours	1 606	1 503
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 616	7 645

**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
Valeurs brutes au 31/12/2015	1 413	11 421	613	549	13 996
Augmentations	51	386	32	43	512
Diminutions	(5)	(42)	(14)	(7)	(68)
Écarts de conversion	(1)	(23)	4	–	(20)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(7)	29	(595)	(36)	(609)
Autres mouvements	1	24	1	(3)	23
Valeurs brutes au 31/12/2016	1 452	11 795	41	546	13 834
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(862)	(6 303)	(319)	(370)	(7 854)
Dotations nettes aux amortissements	(28)	(351)	(21)	(4)	(404)
Pertes de valeur nettes de reprises	–	(48)	–	(26)	(74)
Diminutions	5	38	10	6	59
Écarts de conversion	1	13	2	–	16
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	13	85	310	27	435
Autres mouvements	(2)	(4)	–	4	(2)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(873)	(6 570)	(18)	(363)	(7 824)
Valeurs nettes au 31/12/2015	551	5 118	294	179	6 142
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	579	5 225	23	183	6 010

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations d'EDF Démász reclassées en actifs détenus en vue de la vente.

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 2016, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (23) millions d'euros et à (74) millions d'euros.

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)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	46 350	50 197
Immobilisations en cours	24 059	20 688
Immobilisations financées par location-financement	164	184
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	70 573	71 069

Au 31 décembre 2016, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 10 544 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 932 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 3 640 millions d'euros, et au terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est intervenue début 2017, pour 1 158 millions d'euros.

La valeur nette comptable des immobilisations de production est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1^{er} janvier 2016 pour (2 044) millions d'euros (voir note 3.1).

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur l'exercice l'effet des immobilisations reclassées en actifs détenus en vue de la vente pour (1 470) millions d'euros et un effet de change de (1 965) millions d'euros, du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Au 31 décembre 2016, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations s'élèvent respectivement à (94) millions d'euros et à (289) millions d'euros.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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
Valeurs brutes au 31/12/2015	13 281	66 095	21 991	17	17 073	118 457
Augmentations	555	2 562	1 132	–	1 738	5 987
Diminutions	(247)	(807)	(350)	–	(556)	(1 960)
Écarts de conversion	(163)	(1 733)	(637)	–	13	(2 520)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(865)	–	(2 125)	–	(1 412)	(4 402)
Autres mouvements ⁽²⁾	(7)	841	(47)	–	24	811
Valeurs brutes au 31/12/2016	12 554	66 958	19 964	17	16 880	116 373
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	(7 123)	(41 412)	(13 089)	(8)	(6 628)	(68 260)
Dotations nettes aux amortissements	(336)	(2 255)	(747)	(2)	(1 111)	(4 451)
Pertes de valeur nettes de reprises	(45)	1	(199)	–	(46)	(289)
Diminutions	130	712	348	–	393	1 583
Écarts de conversion	6	693	448	1	94	1 242
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	521	–	1 439	–	292	2 252
Autres mouvements ⁽²⁾	(27)	(2 008)	(66)	–	1	(2 100)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(6 874)	(44 269)	(11 866)	(9)	(7 005)	(70 023)
Valeurs nettes au 31/12/2015	6 158	24 683	8 902	9	10 445	50 197
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	5 680	22 689	8 098	8	9 875	46 350

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations des entités en Pologne reclassées en actifs détenus en vue de la vente

(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 615 millions d'euros (voir note 29.1)

(3) Les autres mouvements concernent principalement l'allongement de la durée d'amortissement des 32 tranches 900 MW du parc REP en exploitation (voir note 3.1)

La dotation nette aux amortissements comptabilisée au résultat à hauteur de (7 966) millions d'euros ((9 009) millions d'euros en 2015) est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) au 31 décembre 2016 pour 965 millions d'euros (voir note 3.1).

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

		31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	46	12	28	6	53
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	482	61	212	209	511

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 négociations selon des périodicités contractuelles.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2016			31/12/2015	
		Quote-part d'intérêts dans le capital (en %)	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						
RTE ⁽²⁾	T	50,10	2 558	403	5 159	457
CENG	P	49,99	2 120	(485)	2 524	(284)
Alpiq ⁽³⁾	P, D, A, T	25,04	606	–	624	(192)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			3 361	300	3 218	211
TOTAL			8 645	218	11 525	192

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) Au 31 décembre 2016, la quote-part de RTE présentée est celle qui sera conservée suite à la cession partielle en 2017, la quote-part correspondant à 49,9 % de la participation et destinée à être cédée ayant été reclassée en actifs détenus en vue de leur vente (voir notes 3.5.1 et 46).

(3) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2016.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur l'exercice 2016, (481) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés 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 2015, (549) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises dont (271) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3), (196) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) et (68) millions d'euros sur des participations dans les entreprises associées et coentreprises détenues par Edison.

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	16 627	15 805
Actifs courants	1 862	2 323
Total actif	18 489	18 128
Capitaux propres	5 106	5 159
Passifs non courants	9 924	8 157
Passifs courants	3 459	4 812
Total des capitaux propres et du passif	18 489	18 128
Chiffre d'affaires	4 446	4 593
Excédent brut d'exploitation	1 711	1 913
Résultat net	403	457
Endettement financier net	8 539	8 260
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(328)	(230)
Dividendes versés au Groupe	129	177

Au 31 décembre 2015, la valeur des titres RTE a été affectée par la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.8.3).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2016, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE 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 2016, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 3 331 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2016 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 85 millions d'euros et 118 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 281 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participait au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015. RTE a remboursé ce prêt en octobre 2016. Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 30 millions d'euros sur l'exercice 2016 (36 millions d'euros sur l'exercice 2015).

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)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	10 164	10 409
Actifs courants	1 020	1 019
Total actif	11 184	11 428
Capitaux propres	4 240	5 048
Passifs non courants	6 521	6 016
Passifs courants	423	364
Total des capitaux propres et du passif	11 184	11 428
Chiffre d'affaires	1 059	1 095
Excédent brut d'exploitation	305	235
Résultat net	(971)	(568)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	169	434
Dividendes versés au Groupe	—	—

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2016, 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^{er} 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 14,2 TWh sur l'exercice 2016.

23.2.3 Pertes de valeur

Au 31 décembre 2015, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (271) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forward* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 30 juin 2016, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (462) millions d'euros.

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte en premier lieu de la révision à la baisse des scénarios de prix long terme en ligne avec les parutions les plus récentes d'organismes externes (ABB, Cera, EIA) ainsi que de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz. Des résultats en deçà des prévisions sur les dernières enchères de capacité ont également affecté la valeur recouvrable d'une des centrales nucléaires de CENG.

Sur le second semestre 2016, le Groupe n'a pas identifié de nouveau risque au titre de sa participation dans CENG. Les conditions de marché n'ont pas significativement évolué. De plus, le programme de subvention aux centrales nucléaires décidé dans l'État de New York « Zero Emission Credit » (ZEC) a conduit à la signature, le 18 novembre 2016, des contrats entre deux centrales de CENG et l'organisme public *New York State Energy Research and Development Authority*. Les premiers paiements au titre du ZEC devraient intervenir en avril 2017, apportant un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point sur l'horizon du PMT. La mise en place de ce mécanisme vient confirmer les hypothèses de prix carbone retenues jusqu'alors par le Groupe. La pérennité de ce dispositif reste toutefois conditionnée à l'issue des recours judiciaires déjà déposés. La valeur de la participation dans CENG pourrait également être sensible aux évolutions des politiques énergétiques et leurs potentiels impacts sur la vision long terme des fondamentaux de prix et le taux de rendement exigé par les investisseurs.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

23.3 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 2016 (voir renvoi 3 du tableau de la note 23).

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	5 889	6 217
Actifs courants	3 239	3 248
Actifs détenus en vue de la vente	503	400
Total actif	9 631	9 865
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 525	3 919
Passifs non courants	4 148	3 984
Passifs courants	1 905	1 960
Passifs détenus en vue de la vente	53	2
Total des capitaux propres et du passif	9 631	9 865
Chiffre d'affaires	6 289	6 644
Excédent brut d'exploitation	47	257
Résultat net	(777)	(744)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(160)	(95)
Dividendes versés au Groupe	11	11

(1) Dont 939 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 cinq 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 2016 est de 549 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.

23.3.2 Pertes de valeur

Pour mémoire, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq avaient été comptabilisées au 31 décembre 2015 pour un montant de (196) millions d'euros, correspondant à la quote-part des pertes de valeur comptabilisées dans les comptes semestriels 2015 d'Alpiq publiés en août 2015. Ces pertes de valeur étaient dues à des prix durablement bas sur les marchés de gros, dans un contexte, par ailleurs, de suppression en

janvier 2015 du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse (situation défavorable pour la société, qui vend en euros l'essentiel de l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse). Dans un environnement de marché particulièrement difficile, Alpiq annonçait simultanément le lancement de mesures structurelles majeures avec l'ouverture jusqu'à 49 % de son portefeuille hydraulique suisse afin de limiter sa dépendance aux prix de gros et de réduire son endettement net.

Suite à la publication par Alpiq de ses comptes semestriels 2016 le 26 août 2016, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de (19) millions d'euros correspondant à la quote-part des pertes de valeur comptabilisées par Alpiq dans ses comptes semestriels 2016. Les pertes de valeur comptabilisées par Alpiq concernaient essentiellement les centrales suisses disposant d'une forte proportion d'énergie en ruban et pénalisées par la révision à la baisse des prix de marché à long terme.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels, Alpiq a rappelé que, outre l'environnement de marché difficile, les conditions-cadres en vigueur étaient très défavorables aux producteurs d'électricité comme Alpiq, sans réseau réglementé ni clients finaux captifs, ce qui pénalisait la capacité bénéficiaire de la production électrique suisse sur le marché libéralisé. À ce titre, Alpiq a rappelé que la mise en œuvre des mesures structurelles annoncées en mars 2016, incluant l'ouverture du portefeuille hydroélectrique et des désinvestissements dans le cadre de l'allègement stratégique du portefeuille, restait une priorité pour préserver la rentabilité des actifs de production en Suisse.

Le Groupe suivra avec attention la mise en œuvre effective du plan stratégique d'envergure déployé par Alpiq. 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 2016 en mars 2017, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2017.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 923	(19)	10 904	11 104	(17)	11 087
Autre combustible	1 281	(5)	1 276	1 657	(5)	1 652
Autres matières premières	1 413	(296)	1 117	1 500	(276)	1 224
Encours de production de biens et services	197	(46)	151	215	(53)	162
Autres stocks	711	(58)	653	613	(24)	589
TOTAL STOCKS	14 525	(424)	14 101	15 089	(375)	14 714

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 182 millions d'euros au 31 décembre 2016 (8 198 millions d'euros au 31 décembre 2015).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 492 millions d'euros au 31 décembre 2016 (458 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 022	20 439
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 331	2 974
Dépreciations	(1 057)	(1 154)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 296	22 259

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 353	(1 057)	23 296	23 413	(1 154)	22 259
dont créances échues de moins de 6 mois	1 214	(186)	1 028	1 443	(279)	1 164
dont créances échues de 6 à 12 mois	491	(152)	339	572	(220)	352
dont créances échues de plus de 12 mois	1 105	(595)	510	1 207	(573)	634
dont total des créances échues	2 810	(933)	1 877	3 222	(1 072)	2 150
dont total des créances non échues	21 543	(124)	21 419	20 191	(82)	20 109

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	—	—
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	33	39
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 304	1 544

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 304 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 665 millions d'euros par le groupe Edison (1 544 millions d'euros en décembre 2015, dont 911 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)	31/12/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	1 567	1 532
Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	1 647	1 643
Créances TVA	2 862	2 795
Créances fiscales (hors TVA)	1 754	845
Autres créances d'exploitation	5 090	3 822
AUTRES DÉBITEURS	12 920	10 637
dont part non courante	2 268	1 830
dont part courante	10 652	8 807
dont valeurs brutes	13 135	10 832
dont dépréciation	(215)	(195)

Au 31 décembre 2016, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 647 millions (1 643 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Prêts et créances financiers » (voir note 36.3).

Note 27 Capitaux propres

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2016, le capital social s'élève à 1 054 568 341,50 euros, composé de 2 109 136 683 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 85,62 % par l'État, 12,68 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,57 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,13 % d'actions autodétenues.

En juin 2016, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros et une prime d'émission de 892 millions d'euros, suite à l'émission de 93 112 364 actions nouvelles.

En octobre 2016, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 48 millions d'euros et une prime d'émission de 875 millions d'euros, suite à l'émission de 95 885 292 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.

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 2016, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 669 215 actions pour une valeur de 29 millions d'euros.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2015 à 1,10 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 1,21 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 18 décembre 2015, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2015 s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2016.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 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 2015 s'élève à 82 millions d'euros.

Le 30 septembre 2016, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,50 euro par action au titre de l'exercice 2016, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016 pour un montant de 1 006 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende 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 2016 s'élève à 83 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2016, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, la rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 582 millions d'euros en 2016 et de 591 millions d'euros en 2015.

En janvier 2017, une rémunération de 60 millions de livres sterling, 121 millions de dollars américains et 211 millions d'euros (soit au total environ 394 millions d'euros) a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2017.

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 2016 un instrument constitué d'obligations convertibles. Au 31 décembre 2016, le montant total de l'instrument reconnu en capitaux propres s'élève à 86 millions d'euros (voir note 5.1).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2016			31/12/2015	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 773	111	3 174	231
NNB Holding Ltd.	33,5 %	1 718	—	—	—
EDF Investissements Groupe SA.	6,1 %	516	13	526	30
EDF Luminus SA.	31,4 %	390	3	391	(74)
Autres participations ne donnant pas le contrôle⁽¹⁾		1 527	33	1 400	27
TOTAL		6 924	160	5 491	214

(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 3.2).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges (voir note 5.2.3).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis 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.

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	21 877	24 750
Actifs courants	3 325	3 710
Total actif	25 202	28 460
Capitaux propres	13 870	15 877
Passifs non courants	11 058	11 465
Passifs courants	274	1 118
Total des capitaux propres et du passif	25 202	28 460
Chiffre d'affaires	3 805	4 434
Résultat net	653	1 155
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(1 804)	758
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 296	1 655
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(516)	(566)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(672)	(1 143)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	422	466
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	107	(54)
Incidence des variations de change	(62)	10
Autres incidences	—	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	468	422
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	151	(207)

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	31/12/2016			31/12/2015		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 463	20 823	22 286	1 733	20 179	21 912
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		208	24 020	24 228	251	24 646	24 897
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 671	44 843	46 514	1 984	44 825	46 809
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	63	1 506	1 569	75	1 447	1 522
Provisions pour avantages du personnel	31	1 100	21 234	22 334	1 033	21 511	22 544
Autres provisions	32	2 394	2 155	4 549	2 262	2 190	4 452
TOTAL PROVISIONS		5 228	69 738	74 966	5 354	69 973	75 327

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 1.3.2.1.

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)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	12 369	397	(1 596)	738	(286)	807	12 429
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 543	181	(233)	773	(174)	(233)	9 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	21 912	578	(1 829)	1 511	(460)	574	22 286
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 025	156	(175)	996	(893)	(541)	20 568
Provisions pour derniers cœurs	3 872	-	-	160	(199)	(173)	3 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	24 897	156	(175)	1 156	(1 092)	(714)	24 228
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	46 809	734	(2 004)	2 667	(1 552)	(140)	46 514

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 29.1	Note 29.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 658	1 771	–	12 429
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	888	3	9 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2016	19 624	2 659	3	22 286
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2015	18 645	3 267	–	21 912
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	6 190	256	20 568
Provisions pour derniers cœurs	2 287	1 373	–	3 660
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2016	16 409	7 563	256	24 228
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2015	17 485	7 207	205	24 897

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, 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 1.3.21 :

- 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.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	Augmentations	Diminutions ⁽¹⁾	Effet de l'actualisation ⁽²⁾	Autres mouvements ⁽³⁾	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 391	389	(1 282)	637	523	10 658
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 254	173	(233)	729	43	8 966
Provisions pour aval du cycle nucléaire		18 645	562	(1 515)	1 366	566	19 624
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 930	156	(159)	723	(1 528)	14 122
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 555	–	–	93	(361)	2 287
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		17 485	156	(159)	816	(1 889)	16 409
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		36 130	718	(1 674)	2 182	(1 323)	36 033

(1) Suite à une évolution de scénario industriel, des prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire de combustibles usés n'ont plus lieu d'être provisionnées. La diminution au titre des provisions pour gestion du combustible usé intègre une reprise de provision de 491 millions d'euros à ce titre.

(2) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 502 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2016 passant par compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 680 millions d'euros.

(3) Les autres mouvements comprennent les variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) et qui résultent en 2016 :

- des conséquences de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (voir note 3.1) se traduisant au 1^{er} janvier 2016 par une diminution des provisions de (2 044) millions d'euros, répartie à hauteur de (1 465) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (470) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et (109) millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour la part des déchets sous de la déconstruction ;
- des effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2016 pour ces mêmes provisions, pour un montant de 662 millions d'euros ;
- de la mise à jour du devis de déconstruction du parc REP en exploitation pour (451) millions d'euros (voir note 29.1.3).

Ils intègrent également un reclassement de 465 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

**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, 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 en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre pour la période 2008-2040, qui a fait l'objet des déclarations contractuelles successives suivantes :

- la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012 ;
- la signature en mai 2015 d'un contrat d'application fixant les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ;

- la signature le 5 février 2016 d'un avenant fixant les conditions d'application pour la période 2016-2023 qui avait précédemment fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016.

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.

**29.1.2 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 ;
- 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 provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Déchets TFA et FMA	1 066	988
Déchets FAVL	256	252
Déchets HA-MAVL ⁽¹⁾	7 644	7 014
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 966	8 254

(1) Dont provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets.

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 stockages 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.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant de nouvelles caractérisations pour élargir les solutions de gestion potentielles.

Le scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG, arrêté en 2015 (voir note 29.1.3), prévoit un séquençement des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification a entraîné, en 2015, une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et, dans une moindre mesure, de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme de déchets de 332 millions d'euros.

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).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles 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, CEA). EDF avait effectué une déclinaison 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).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

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 et se poursuivent avec l'ANDRA en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation nucléaire de base à l'horizon 2018. La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue un préalable important à l'obtention de l'autorisation de création. Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2021 et l'arrivée du premier déchet en 2030.

La provision pour HA-MAVL intègre également les provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, à hauteur de 581 millions d'euros (dont 452 millions d'euros constitués sur 2016, notamment au titre des déchets MAVL issus de l'exploitation).

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 suivants). 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 ;
- 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 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).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2016
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	–	(23)	472	(1 494)	10 899
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	156	(136)	251	(34)	3 223
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 930	156	(159)	723	(1 528)	14 122

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère 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 mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche était estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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 (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC 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 tâches de série 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.

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 du travail accompli cette année conduisent, 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^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016.

À savoir pour les évolutions limitées :

- 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.

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 29.1.2 – « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

L'évolution du scénario a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. Elle a également été partagée avec les parties prenantes locales dans les commissions locales d'information des sites concernés. Une nouvelle audition devant l'ASN est prévue mi-2017. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu 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.

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, hormis pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon), pour laquelle la provision a été augmentée de 125 millions d'euros.

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'ODAT 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 4,2 % au 31 décembre 2016, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2016 (2,9 % au 31 décembre 2015).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Depuis l'arrêté du 24 mars 2015, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- 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 4,3 % au 31 décembre 2016 (4,6 % au 31 décembre 2015).

Par un courrier en date du 10 février 2017, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer ont annoncé leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux plafond qui tienne compte de la durée élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intégrerait progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur 4 ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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.

(en millions d'euros)	31/12/2016		31/12/2015	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période ⁽¹⁾	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⁾	18 460	10 658	16 843	10 391
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽³⁾	29 631	8 966	28 890	8 254
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	48 091	19 624	45 733	18 645
Déconstruction des centrales nucléaires ⁽⁴⁾	26 616	14 122	26 067	14 930
Derniers cœurs	4 344	2 287	4 113	2 555
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	30 960	16 409	30 180	17 485

(1) Un montant de 1 368 millions d'euros a été reclassé des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provision pour gestion du combustible usé.

(2) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion du combustible usé comprend un montant lié à la diminution du devis au titre de prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire du combustible usé qui n'ont plus lieu d'être provisionnés pour (540) millions d'euros. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis de traitement liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(3) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion à long terme des déchets radioactifs comprend un montant de 729 millions d'euros au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, et notamment des déchets MAVL issus de l'exploitation et de la déconstruction des centrales en exploitation. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis Cigéo liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(4) L'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de la déconstruction des centrales nucléaires comprend un montant de 321 millions d'euros au titre de la révision du devis de déconstruction des centrales en exploitation.

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 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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 658	(211)	227	182	(195)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 122	(586)	619	127	(138)
■ derniers cœurs	2 287	(85)	90	—	—
TOTAL	36 033	(1 357)	1 470	690	(765)

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Pour l'exercice 2015

(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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 930	(496)	522	122	(131)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	-	-
TOTAL	36 130	(1 126)	1 212	599	(656)

29.2 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 10 222 millions d'euros au 31 décembre 2016 ;

- 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 8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016 (9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	1 978	8	(314)	101	(286)	284	1 771
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 289	4	-	44	(174)	(275)	888
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 267	12	(314)	145	(460)	9	2 659
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	5 890	-	(16)	263	(893)	946	6 190
Provisions pour derniers cœurs	1 317	-	-	67	(199)	188	1 373
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	7 207	-	(16)	330	(1 092)	1 134	7 563
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 474	12	(330)	475	(1 552)	1 143	10 222

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 955 millions d'euros la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique. Cette variation résulte de la révision triennale en 2016 des hypothèses de calcul des passifs nucléaires.

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^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué 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 relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- 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,

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 131 millions d'euros au 31 décembre 2016 ;
- 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.

	31/12/2016		31/12/2015	
	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
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 101	1 771	3 037	1 978
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 326	888	8 178	1 289
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 427	2 659	11 215	3 267

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 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2016		31/12/2015	
	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
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	15 803	6 059	16 997	5 732

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 131 millions d'euros au 31 décembre 2016 (voir note 29.2.1).

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 (RPI).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2016 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,7 % (3,0 % au 31 décembre 2015).

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

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2016	617	90	667	195	1 569
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2015	597	99	688	138	1 522

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et les actifs de production d'hydrocarbures.

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 2016 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 100	1 033
Provision pour avantages du personnel – part non courante	21 234	21 511
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	22 334	22 544

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2015⁽¹⁾	41 567	(19 075)	22 492
Charge nette de l'exercice 2016	2 077	(547)	1 530
Écarts actuariels	2 041	(2 602)	(561)
Cotisations versées aux fonds	–	(694)	(694)
Cotisations salariales	11	(11)	–
Prestations versées	(1 701)	709	(992)
Écarts de conversion	(1 298)	1 303	5
Mouvements de périmètre	(11)	–	(11)
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2016	42 683	(20 917)	21 766
dont :			
Provision pour avantages du personnel			22 334
Actifs financiers non courants			(568)

(1) Le passif net au 31 décembre 2015 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 544 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (52) millions d'euros soit un passif net de 22 492 millions d'euros.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2016 s'élèvent 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 Nature Énergie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE : (1 742) millions d'euros.

Les écarts actuariels sur actifs générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à (2 602) millions d'euros et sont liés à l'augmentation de la valeur des actifs de couverture liée notamment à la valorisation des obligations longues suite à la baisse des taux.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(890)	(1 032)
Coût des services passés	38	511
Écarts actuariels – avantages à long terme	(177)	22
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 029)	(499)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 048)	(1 070)
Produit sur les actifs de couverture	547	538
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(501)	(532)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 530)	(1 031)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 041)	1 490
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 602	(490)
Écarts actuariels	561	1 000
Écarts de conversion	(5)	(18)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	556	982

Le coût des services passés intègre en 2015 :

- un produit de 287 millions d'euros, suite à la signature entre EDF et Engie, le 30 juin 2015, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit comptabilisé par EDF Energy pour 154 millions d'euros suite à une modification de régime. EDF Energy a introduit, dans ses plans de retraite à prestations définies, un plafonnement du salaire sur lequel sont calculés les droits à retraite (salaire de référence) ;

- une diminution des engagements du Groupe pour 67 millions d'euros liée à un plafonnement du capital décès pour les inactifs. La loi de financement de la sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2015	32 575	8 614	378	41 567
Charge nette de l'exercice 2016	1 575	486	16	2 077
Écarts actuariels	643	1 349	49	2 041
Cotisations salariales	–	11	–	11
Prestations versées	(1 420)	(270)	(11)	(1 701)
Écarts de conversion	–	(1 299)	1	(1 298)
Mouvements de périmètre	–	–	(11)	(11)
Autres variations	–	–	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2016	33 373	8 891	419	42 683
Juste valeur des actifs de couverture	(11 566)	(9 248)	(103)	(20 917)
PASSIF NET AU 31/12/2016 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 807	(357)	316	21 766
dont :				
Provision pour avantages du personnel	21 807	211	316	22 334
Actifs financiers non courants ⁽²⁾	–	(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).

(2) Au 31 décembre 2016, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 31.3.1).

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2015	32 575	8 614	378	41 567
Juste valeur des actifs de couverture	(10 499)	(8 505)	(71)	(19 075)
PROVISION AU 31/12/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	22 076	109	307	22 492
dont :				
Provision pour avantages du personnel	22 076	161	307	22 544
Actifs financiers non courants	–	(52)	–	(52)

(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 nouveaux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.2.2.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2015	32 575	(10 499)	22 076
Charge nette de l'exercice 2016	1 575	(252)	1 323
Écarts actuariels	643	(854)	(211)
Cotisations versées aux fonds	–	(396)	(396)
Prestations versées	(1 420)	435	(985)
SOLDES AU 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(659)	(732)
Coût des services passés ⁽¹⁾	—	356
Écarts actuariels – avantages à long terme	(177)	22
Charges nettes en résultat d'exploitation	(836)	(354)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(739)	(742)
Produit sur les actifs de couverture	252	229
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(487)	(513)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 323)	(867)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(643)	1 136
Écarts actuariels sur actifs de couverture	854	(157)
Écarts actuariels	211	979
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	211	979

(1) Dont 287 millions d'euros en 2015 au titre de l'accord EDF/Engie du 30 juin 2015 et 67 millions d'euros au titre de la forfatisation du capital décès (voir note 31.1.2)

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015
Variation liée aux écarts d'expérience	(165)	360
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	23	35
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(678)	763
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(820)	1 158
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(643)	1 136
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(177)	22

(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 évolutions d'hypothèses concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2016 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).

En 2015, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à 1 158 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 à la signature de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015, qui se traduit pour le Groupe par une hausse de ses engagements sociaux de 1 milliard d'euros).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	31 876	(11 566)	20 310
dont :			
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
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2016	1 497	–	1 497
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 252	–	1 252
Médailles du travail	213	–	213
Autres	32	–	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	31 175	(10 499)	20 676
dont :			
Retraites	22 999	(9 753)	13 246
Avantage en nature énergie	6 124	–	6 124
Indemnités de fin de carrière	888	(731)	157
Autres	1 164	(15)	1 149
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2015	1 400	–	1 400
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 200	–	1 200
Médailles du travail	170	–	170
Autres	30	–	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2015	32 575	(10 499)	22 076

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Participants en activité	19 918	19 425
Retraités	13 455	13 150
TOTAL ENGAGEMENTS	33 373	32 575

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 11 566 millions d'euros au 31 décembre 2016 (10 499 millions d'euros au 31 décembre 2015) 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)	31/12/2016	31/12/2015
ACTIFS DE COUVERTURE	11 566	10 499
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>10 810</i>	<i>9 753</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	71 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>741</i>	<i>731</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	68 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>15</i>	<i>15</i>

Au 31 décembre 2016, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 55 % du total en actions de sociétés nord-américaines ,
- environ 21 % 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 2015.

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 2016, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 86 % du total en obligations notées AAA et AA ,
- environ 14 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 81 % 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 stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2015.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 10,9 % sur 2016.

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	1 642	1 426
De un à cinq ans	5 771	5 435
De cinq à dix ans	5 799	4 978
À plus de dix ans	41 006	21 534
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	54 218	33 373

Au 31 décembre 2016, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,7 ans.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,90 %	2,40 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,60 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	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 comptabilisée 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.

L'évolution au 31 décembre 2016 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % au 31 décembre 2016 (contre 2,40 % au 31 décembre 2015).

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 2016 correspond à un taux moyen de 1,50 % (contre 1,60 % au 31 décembre 2015).

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2016
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,5 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,6 % / - 3,6 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,7 % / - 4,3 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.2.2.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2015	8 614	(8 505)	109
Charge nette de l'exercice 2016	486	(294)	192
Écarts actuariels	1 349	(1 717)	(368)
Cotisations versées aux fonds	-	(295)	(295)
Cotisations salariales	11	(11)	-
Prestations versées	(270)	270	-
Écarts de conversion	(1 299)	1 304	5
SOLDES AU 31/12/2016	8 891	(9 248)	(357)
dont :			
Provision pour avantages du personnel			211
Actifs financiers non courants			(568)

Au 31 décembre 2016, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.2.2.2) pour un montant global de 568 millions d'euros contre 52 millions d'euros au 31 décembre 2015. Ce surfinancement, issu de la négociation triennale favorable et de la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(224)	(290)
Coût des services passés ⁽¹⁾	40	154
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	(184)	(136)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(302)	(322)
Produit sur les actifs de couverture	294	307
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(8)	(15)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(192)	(151)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 349)	332
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 717	(336)
Écarts actuariels	368	(4)
Écarts de conversion	(5)	(17)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	363	(21)

(1) Dont 154 millions d'euros en 2015 au titre du plafonnement du salaire de référence pour EDF Energy (voir note 31.1.2).

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Participants en activité	5 195	5 443
Retraités	3 696	3 171
TOTAL ENGAGEMENTS	8 891	8 614

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 9 248 millions d'euros au 31 décembre 2016 (8 505 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs pour plan de retraite BEGG	7 454	6 853
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 059	982
Actifs pour plan de retraite EEPs	735	670
ACTIFS DE COUVERTURE	9 248	8 505
dont en %		
Instrument de capitaux propres cotés (actions)	27 %	34 %
Instrument de créances cotés (obligations)	52 %	42 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	2 %
Autres	12 %	15 %

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Au 31 décembre 2016, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 32 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 41 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 27 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2015 :

Au 31 décembre 2016, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 62 % 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 augmenté de 11 % par rapport au 31 décembre 2015.

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	253	249
De un à cinq ans	1 037	999
De cinq à dix ans	1 494	1 293
À plus de dix ans	14 444	6 350
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	17 228	8 891

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 280 millions d'euros pour l'exercice 2017 (267 millions d'euros employeur et 13 millions d'euros employés).

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 20,8 ans au 31 décembre 2016.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,76 %	3,85 %
Taux d'inflation	3,05 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	2,45 %	3,10 %

(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 comptabilisée 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 %)	31/12/2016
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,9 % / + 5,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,4 % / - 0,4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,1 % / - 3,8 %

Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions			Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2016
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre		
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	431	217	(47)	(27)	1	462	1 037
Provisions pour risques fiscaux	484	81	(47)	(1)	(2)	3	518
Provisions pour litiges	551	131	(31)	(127)	-	8	532
Provisions pour contrats onéreux	284	151	(72)	(19)	-	(2)	342
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	917	1 004	(902)	(2)	(88)	(95)	834
Autres provisions pour risques et charges ⁽³⁾	1 785	583	(484)	(57)	(36)	(505)	1 286
TOTAL	4 452	2 167	(1 583)	(233)	(125)	(129)	4 549

(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 (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

(3) Les autres mouvements incluent un reclassement de 450 millions d'euros des autres provisions pour risques et charges en provisions pour risques liés aux filiales et participations.

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)	31/12/2016	31/12/2015
Contre-valeur des biens	46 497	45 346
Financement concessionnaire non amorti	(23 160)	(22 287)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 337	23 059
Amortissement du financement du coadjuvant	12 613	12 047
Provisions pour renouvellement	9 742	9 976
Droits sur biens à renouveler	22 355	22 023
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	45 692	45 082

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 770	10 428
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 261	2 856
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 031	13 284

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.

Note 35 Autres créiteurs

Les éléments constitutifs des autres créiteurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Avances et acomptes reçus	7 793	7 618
Fournisseurs d'immobilisations	3 247	3 331
Dettes fiscales	7 098	6 316
Dettes sociales	4 010	3 795
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 438	3 586
Autres produits constatés d'avance	729	735
Autres dettes	2 909	3 367
AUTRES CRÉITEURS	29 224	28 748
dont part non courante	4 810	5 126
dont part courante	24 414	23 622

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2016, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 828 millions d'euros (6 682 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2016, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 633 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 258 millions d'euros au 31 décembre 2015).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2016, 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 1 822 millions d'euros (1 874 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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 Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

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)	31/12/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 813	–	3 813	4 973	–	4 973
Actifs financiers disponibles à la vente	22 402	17 888	40 290	18 374	15 959	34 333
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 157	3 899	6 056	1 716	4 322	6 038
Prêts et créances financières	1 614	13 342	14 956	1 956	14 957	16 913
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS (1)	29 986	35 129	65 115	27 019	35 238	62 257

(1) Dont dépréciation pour (566) millions d'euros au 31 décembre 2016 ((558) millions d'euros au 31 décembre 2015)

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)	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 813	4 973
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	–
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 813	4 973

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)	31/12/2016			31/12/2015		
	Actions (1)	Titres de dettes	Total	Actions (1)	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	9 201	7 766	16 967	8 227	6 976	15 203
Actifs liquides	4 507	17 759	22 266	3 942	14 199	18 141
Autres titres	944	113	1 057	941	48	989
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	14 652	25 638	40 290	13 110	21 223	34 333

(1) Actions ou OPCVM

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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)	2016		2015	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	760	488	530	1 118
Actifs liquides	63	12	(108)	44
Autres titres	(5)	-	(40)	(77)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	818	500	382	1 085

(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 2016 et 2015 concernent principalement EDF. Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2016.

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 3 955 millions d'euros au 31 décembre 2016 (3 490 millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 743	9 061
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	4 185	5 875
Autres prêts et créances financières	2 028	1 977
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	14 956	16 913

(1) Dont 4 185 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2016 (5 232 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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 8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016 (9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015), 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 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2016 s'élèvent

à 293 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.

La variation de la créance de CSPE est par ailleurs liée à la cession par EDF d'une quote-part de la créance liée au déficit de compensation jusqu'au 31 décembre 2015 ainsi que des intérêts associés pour 1 501 millions d'euros, dont 872 millions d'euros sont en actifs dédiés (voir note 3.6) ;

- le prêt d'EDF à RTE a été remboursé en octobre 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 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

Les augmentations nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (629) millions d'euros l'effet de la cession d'une quote-part de la créance CSPE (voir note 36.3).

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements

à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 955 millions d'euros et à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (568 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 52 millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.4.2 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2015
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	4 436	475	–	(4)	8	(9)	34 333
Prêts et créances financières	15 748	(364)	–	252	64	563	650	16 913

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)	31/12/2016	31/12/2015
Disponibilités	2 651	3 263
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	242	904
Comptes courants financiers	–	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	2 893	4 182

(1) Dont part à la juste valeur pour 235 millions d'euros au 31 décembre 2016 (896 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 243 millions d'euros au 31 décembre 2016 (voir note 1.3.27).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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)	31/12/2016			31/12/2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	52 992	12 203	65 195	52 684	11 499	64 183
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	4 485	4 485	–	4 001	4 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 284	1 601	2 885	1 475	1 973	3 448
PASSIFS FINANCIERS	54 276	18 289	72 565	54 159	17 473	71 632

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
Solde au 31/12/2015	48 538	3 586	10 314	445	1 300	64 183
Augmentations	5 385	3 665	1 412	–	117	10 579
Diminutions	(1 485)	(1 444)	(4 364)	(55)	(60)	(7 408)
Écarts de conversion	(968)	(43)	126	–	–	(885)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	–	(1 585)	(139)	20	(3)	(1 707)
Variations de juste valeur	392	–	45	2	–	439
Autres mouvements	2	1	(14)	8	(3)	(6)
SOLDES AU 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement l'emprunt de la société C25 (détenant les titres RTE) reclassé en passifs détenus en vue de la vente.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	52 811	52 351
EDF Energy ⁽²⁾	5 268	4 983
EDF Énergies Nouvelles	4 642	4 396
Edison ⁽³⁾	1 214	1 568
Autres entités	1 260	885
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 195	64 183

(1) Enedis, EDF PEL, EDF International, EDF Holding SAS, C3, C25 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edeon hors TSE SpA.

Au 31 décembre 2016, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Au 31 décembre 2016, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
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 (<i>green bond</i>)	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 (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
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.

L'emprunt émis par la société C25 pour un montant de 2 820 millions d'euros est à échéance décembre 2017 et son taux est variable, basé sur l'Euribor 3 mois. Cet emprunt est comptabilisé en « Passifs financiers » à hauteur de 50,1 % de son montant et en « Passifs détenus en vue de la vente » à hauteur de 49,9 % de son montant (voir note 3.5.1).

EDF a lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en euros et francs suisses et une émission d'une obligation senior « Formosa » en deux tranches conclue sur le marché taiwanais (voir note 3.3).

Au 31 décembre 2016, 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

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
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195

Au 31 décembre 2015

(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	1 455	1 546	7 329	53	1 116	11 499
Entre un et cinq ans	11 577	679	1 904	180	42	14 382
À plus de cinq ans	35 506	1 361	1 081	212	142	38 302
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2015	48 538	3 586	10 314	445	1 300	64 183

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 204	20 220	51 424	31 731	16 731	48 462
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 239	(19 314)	2 925	19 137	(17 250)	1 887
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 824	(827)	8 997	11 677	382	12 059
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 928	(79)	1 849	1 638	137	1 775
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 195	-	65 195	64 183	-	64 183

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015		
	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	58 650	(23 710)	34 940	56 840	(22 261)	34 579
Emprunts à taux variable	6 545	23 710	30 255	7 343	22 261	29 604
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 195	-	65 195	64 183	-	64 183

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.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016 (11 380 millions d'euros au 31 décembre 2015).

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015	
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 709	2 205	9 504	-	11 380

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 toutefois un *Rating Trigger*, qui n'entraîne pas de remboursement anticipé

obligatoire mais permet de négocier une modification des conditions des emprunts puis une sortie volontaire de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2016 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	31/12/2016	31/12/2015
Emprunts et dettes financières	38.2.1	65 195	64 183
Dérivés de couvertures des dettes	41	(3 965)	(3 795)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(2 893)	(4 182)
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	36.2.2	(22 266)	(18 141)
Prêt à RTE	36.3	-	(670)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		1 354	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		37 425	37 395

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concerne principalement la société C25 (détenant les titres RTE) (voir note 46).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 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 2016

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	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	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	50 394	50 394	2 167	47 375	852
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	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 956	15 059	–	15 059	–
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
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	7 370	7 370	321	6 821	228
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	65 195	70 682	–	70 682	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	65 195	70 682	–	70 682	–

(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.

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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

39.1.2 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	4 973	4 973	427	4 439	107
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	34 333	1 676	32 032	625
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 038	6 038	31	6 007	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	896	896	113	783	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	46 240	46 240	2 247	43 261	732
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	9 061	–	9 061	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 875	–	5 875	–
Autres prêts et créances financières	1 977	2 008	–	2 008	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	16 913	16 944	–	16 944	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	3 448	3 448	161	3 285	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 001	4 001	390	3 516	95
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	7 449	7 449	551	6 801	97
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	64 183	69 815	–	69 815	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	64 183	69 815	–	69 815	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 973 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.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 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)

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

39.2.2 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Solde avec compensation selon IAS 32					Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
	Solde au bilan	Solde sans compensation	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	11 011	2 925	13 290	(5 204)	8 086	(1 695)	(2 142)	4 249
Juste valeur des dérivés – passif	(7 449)	(2 391)	(10 262)	5 204	(5 058)	1 695	58	(3 305)

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 CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Ils se définissent 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 niveau du 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

- échancier 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 « Gestion du risque actions » et 5.1.6.1.6 « 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.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

■ Risques de taux

- taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;
- 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

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	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	6 056	6 038
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 885)	(3 448)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		3 171	2 590
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 023	2 033
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	2 122	1 472
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(995)	(913)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	21	(2)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	3 965	3 795
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		14	(420)
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(808)	(785)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		3 171	2 590

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 2016, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (11) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (9) millions d'euros en 2015).

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 2016 est nul (montant nul en 2015).

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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 :

(en millions d'euros)	2016			2015		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	6	-	1	(19)	-	-
Couverture de change	70	268	(4)	702	656	(19)
Couverture d'investissement net à l'étranger	1 352	-	-	(1 038)	-	-
Couverture de matières premières	(489)	361	31	(59)	(470)	(10)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	939	649	28	(414)	186	(29)

(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 :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2016				Notionnel au 31/12/2015	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2016	31/12/2015
Payeur fixe/receveur variable	294	668	380	1 342	1 683	(62)	(121)
Payeur variable/receveur fixe	600	3 430	20 876	24 906	23 523	2 299	2 178
Variable/variable	712	-	1 310	2 022	2 767	4	(3)
Fixe/fixe	1 044	5 830	3 453	10 327	8 248	(218)	(21)
Swaps de taux	2 650	9 928	26 019	38 597	36 221	2 023	2 033
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	2 650	9 928	26 019	38 597	36 221	2 023	2 033

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet 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 (voir note 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

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	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
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 630	11 757	13 703	42 090	15 893	10 825	12 782	39 500	2 122

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	4 477	843	-	5 320	4 434	847	-	5 281	39
Swaps	13 101	13 858	10 335	37 294	12 820	13 090	9 826	35 736	1 433
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	17 578	14 701	10 335	42 614	17 254	13 937	9 826	41 017	1 472

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 41.4.1).

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)	31/12/2016	31/12/2015
Contrats de couverture d'électricité	(2 610)	182
Contrats de couverture de gaz	(316)	35
Contrats de couverture de charbon	9	(142)
Contrats de couverture des produits pétroliers	2 007	(86)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	421	(48)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(489)	(59)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contrats de couverture d'électricité	1 276	(113)
Contrats de couverture de gaz	(943)	(200)
Contrats de couverture de charbon	(72)	(353)
Contrats de couverture des produits pétroliers	86	161
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	14	35
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	361	(470)

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit

		31/12/2016				31/12/2015		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		5	-	-	5	(3)	2	-
Forwards/futures		(36)	(53)	-	(89)	(1 174)	(119)	784
Électricité	Térawattheures	(31)	(53)	-	(84)	(1 177)	(117)	784
Swaps		(411)	(120)	-	(531)	(4)	(952)	181
Forwards/futures		1 039	646	-	1 685	109	1 621	(364)
Gaz	Millions de therms	628	526	-	1 154	105	669	(183)
Swaps		19 219	5 939	-	25 158	69	69 044	(1 605)
Produits pétroliers	Milliers de barils	19 219	5 939	-	25 158	69	69 044	(1 605)
Swaps		-	-	-	-	-	(1)	69
Charbon	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	(1)	69
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		17 400	4 302	-	21 702	8	20 606	22
CO ₂	Milliers de tonnes	17 400	4 302	-	21 702	8	20 606	22
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(995)		(913)

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	31/12/2016		31/12/2015	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	4	3	8	(2)
Gaz	Millions de therms	(307)	18	-	-
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			21		(2)

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	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	3 813	4 973
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 485)	(4 001)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(672)	972
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(55)	(52)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(1 79)	98
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(438)	926

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 31/12/2016				Notionnel au 31/12/2015		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total		31/12/2016	31/12/2015
Achats d'options	–	–	517	517	525		22	26
Opérations sur taux d'intérêt	–	–	517	517	525		22	26
Payeur fixe/receveur variable	18	288	436	742	2 680		(77)	(123)
Payeur variable/receveur fixe	4	245	157	406	1 493		(2)	43
Variable/variable	–	910	–	910	–		1	1
Fixe/fixe	61	357	–	418	301		1	1
Swaps de taux	83	1 800	593	2 476	4 474		(77)	(78)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	83	1 800	1 110	2 993	4 999		(55)	(52)

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 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)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	13 509	5 697	–	19 206	13 402	5 997	–	19 399	(179)

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	849	242	15	1 106	851	247	20	1 118	(9)
Swaps	8 738	802	—	9 540	8 651	793	—	9 444	107
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION									
	9 587	1 044	15	10 646	9 502	1 040	20	10 562	98

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	31/12/2016		31/12/2015	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(18)	52	(19)	70
Options		4	118	83	(30)
Forwards/futures		(45)	(406)	(6)	589
Électricité	Térawattheures	(59)	(236)	58	629
Swaps		8 253	114	4 174	287
Options		338	38	4 076	54
Forwards/futures		(4 169)	(205)	(2 463)	21
Gaz	Millions de therms	4 422	(53)	5 787	362
Swaps		11 159	27	4 278	(27)
Options		(247)	(14)	207	—
Forwards/futures		(10)	(2)	(29)	1
Produits pétroliers	Milliers de barils	10 902	11	4 456	(26)
Swaps		—	(205)	(1)	(203)
Options		—	—	(16)	(3)
Forwards/futures		45	105	66	252
Fret		7	31	(8)	90
Charbon et fret	Millions de tonnes	52	(69)	41	136
Swaps		113	—	—	—
Options		—	—	600	—
Forwards/futures		2 906	(42)	12 673	(20)
CO₂	Milliers de tonnes	3 019	(42)	13 273	(20)
Swaps/Options			258		194
Forwards/futures			(308)		(352)
Autres matières premières			(50)		(158)
Dérivés incorporés de matières			1		3
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			(438)		926

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Flux de trésorerie et autres informations

Note 43 Flux de trésorerie

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2016	2015
Variation des stocks	6	129
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(9)	(230)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(1 487)	896
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	91	(967)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(536)	304
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 935)	132

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2016	2015
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 038)	(1 224)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 217)	(13 249)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(142)	(316)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(14 397)	(14 789)

Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2016. 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	31/12/2016	31/12/2015
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	46 560	42 060
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	18 605	13 262
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 535	6 390
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		70 700	61 712

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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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)	31/12/2016	31/12/2015
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	32 669	29 909
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	10 260	8 317
Engagements de location simple en tant que preneur	3 631	3 834
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	46 560	42 060

(1) Hors achats de gaz et services associés

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat 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 2016, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)		31/12/2016				31/12/2015
		Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	9 267	1 586	2 739	2 136	2 806	9 401
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	662	171	364	127	—	740
Achats de combustible nucléaire	22 740	1 888	8 538	7 150	5 164	19 768
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	32 669	3 645	11 641	9 413	7 970	29 909

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 643 millions d'euros au 31 décembre 2016 (669 millions d'euros au 31 décembre 2015).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

L'évolution des engagements d'achats de combustible et d'énergie est principalement liée à la forte hausse des 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 Energy. 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 43 TWh pour l'exercice 2016 (41 TWh pour l'exercice 2015), dont 6 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2015), 20 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2015), 8 TWh au titre du photovoltaïque (7 TWh pour 2015) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2015).

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.

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 hausse de ces engagements s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats d'achat d'uranium naturel, de services de fluoration et de prestations d'enrichissement conclus avec AREVA en 2016. Ces contrats s'inscrivent notamment dans le cadre de l'approvisionnement en combustibles de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 2016, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2016			31/12/2015
	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Edison	167	13	47	107
EDF	26	2	6	18
				88

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. Un protocole d'accord avec Sonatrach a été signé en novembre 2016 pour importer dans le futur du gaz naturel d'Algérie lorsque le projet pipeline Galsi sera opérationnel.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, 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 2016, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015
	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties données liées aux activités opérationnelles	5 883	3 488	1 833	562
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 212	2 509	1 392	311
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	165	80	70	15
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	10 260	6 077	3 295	888
				8 317

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016 (126 millions d'euros au 31 décembre 2015)

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)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	1 612	1 443
EDF Énergies Nouvelles	1 617	340
Edison	1 432	1 193
EDF Energy	630	428
Autres entités	592	651
TOTAL	5 883	4 055

L'évolution de ces engagements donnés par rapport au 31 décembre 2015 s'explique principalement par de nouvelles garanties données par EDF Énergies Nouvelles à des coentreprises dans le cadre de projets au Canada, en France et en Inde.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	2 434	2 343
EDF Energy	608	715
Enedis	598	413
Autres entités	572	613
TOTAL	4 212	4 084

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2016, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 631	646	1 719	1 266	3 834

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 2016, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 351	7 040	8 735	1 576	12 294
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	406	315	91	—	270
Autres engagements donnés liés aux investissements	848	287	561	—	698
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	18 605	7 642	9 387	1 576	13 262

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 548 millions d'euros au 31 décembre 2016 (326 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	7 556	8 426
EDF Energy	5 837	529
Enedis	2 621	1 771
EDF Énergies Nouvelles	977	1 066
Autres entités	360	502
TOTAL	17 351	12 294

La hausse des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats en lien avec la construction de la centrale d'Hinkley Point C chez EDF Energy et avec le déploiement des compteurs Linky chez Enedis.

La baisse des engagements d'EDF s'explique par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers dans ses engagements hors bilan au 31 décembre 2016.

Par ailleurs, EDF s'est engagé le 15 novembre 2016 dans un processus de rachat de la société New AREVA NP, filiale d'AREVA NP (voir note 3.4).

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 la base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} 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 (Natisis Belgique Investissement, filiale du groupe Natisis) 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 39, 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 2016, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2016 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans C&S, 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 2016 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 637	104	694	3 839	5 075
Garanties financières données	644	259	250	135	1 050
Autres engagements donnés liés au financement	254	236	13	5	265
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 535	599	957	3 979	6 390

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 673 millions d'euros au 31 décembre 2016 (847 millions d'euros au 31 décembre 2015). 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.

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 décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	3 430	2 633
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	3 663	80
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	24	29
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		7 117	2 742

(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.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2016 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	911	121	471	319	1 021
Engagements sur ventes d'exploitation	829	325	267	237	520
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 637	1 082	344	211	1 030
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	53	16	27	10	62
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	3 430	1 544	1 109	777	2 633

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 911 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 Energies 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.

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 ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Cet engagement s'est finalisé en 2016.

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le terminal méthanière 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)	Total	31/12/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	3 663	3 323	99	241	80

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluent 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 C25 (voir note 3.5.1).

Les autres engagements reçus concernent notamment les futures cessions d'EDF Demász Zrt et des activités de négoce et fret de charbon d'EDF Trading (voir notes 3.5.3. et 3.5.4).

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exercable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2016.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2016				31/12/2015
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	24	1	2	21	29

Note 45 Passifs éventuels

45.1 ASSIGNATION DU LAND DU BADE-WURTEMBERG/ENBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpi GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpi prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpi demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpi a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpi demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

EDF International a formé une demande reconventionnelle en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

Le 6 mai 2016, le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF International, lui donnant gain de cause et rejetant l'ensemble des demandes formulées à son encontre par Neckarpi. La demande reconventionnelle formée par EDF International n'a pas été admise.

45.2 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF. Par ailleurs, EDF ainsi que ses filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont tous été confirmés par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé des pourvois devant le Conseil d'État contre ces décisions. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification portant sur l'exercice 2008 relative notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement répétable chaque année représente

un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 500 millions d'euros à fin 2016.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. La procédure amiable initiée par EDF a abouti favorablement pour le Groupe courant 2016.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectifications reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressement à l'encontre desquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'Administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

45.3 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés 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.

45.4 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 contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement et rétroactivement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pesant sur EDF et revu à la baisse les tarifs d'achat pour les producteurs n'ayant pas finalisé leur demande de raccordement avant le 2 décembre 2010.

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.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- interjetent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- demandent systématiquement un sursis à statuer à la suite de la question préjudicielle posée le 20 septembre 2016 par la Cour d'Appel de Versailles à la Cour de Justice de l'Union européenne relative à la conformité des arrêtés de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État. De nombreux tribunaux et cours d'appel y répondent favorablement.

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. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Parallèlement, 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 valoriser 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.

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2016	31/12/2015
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	5 220	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 109	-

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2016 les éléments de bilan concernés par les opérations suivantes :

- la cession à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % des éléments du bilan de la société C25 (principalement constitués des titres RTE et d'un emprunt) (voir note 3.5.1) ;
- la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 3.5.2) ;
- la cession des actifs d'EDF Dmász (voir note 3.5.3) ;
- la cession des activités de négoce et de fret de charbon d'EDF Trading (voir note 3.5.4).

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 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 C25 qui détiennent 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2016 (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 obéit 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'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 ces actifs (actuellement en « Portefeuille trésorerie ») (voir note 3.6).

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 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).

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 2016, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 633 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 75,93 % de la participation du Groupe dans C25, société détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant

le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 3 905 millions d'euros au 31 décembre 2016 (2 580 millions d'euros, pour 50 % des titres RTE, au 31 décembre 2015) (voir note 3.5.1) ;

- les participations du Groupe dans TIGF, Porterbrook, Thyssengas et Aéroports de la Côte d'Azur présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les participations du Groupe dans Madriña Red de Gas (MRG) et Géosel, 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)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2016		31/12/2015	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions		8 010	8 010	7 298	7 298
Titres de dettes		6 866	6 866	6 674	6 674
Portefeuille trésorerie		900	900	282	282
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	15 776	15 776	14 254	14 254
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(18)	(18)	6	6
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	–	–	20	20
Placements diversifiés actions et obligations		15 758	15 758	14 280	14 280
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	4 185	4 288	5 232	5 232
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	(2)	(7)	(7)
Créance de CSPE après dérivés		4 183	4 286	5 225	5 225
C25 (société détenant les titres de RTE ⁽²⁾)	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	1 852	3 905	2 580	2 580
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	487	537	466	466
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	1 191	1 191	929	929
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 530	5 633	3 975	3 975
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS⁽⁴⁾		23 471	25 677	23 480	23 480

(1) 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 pour un montant de 894 millions d'euros, qui a été réinvestie en actifs dédiés (voir note 3.6). Suite à l'opération de cession partielle, la juste valeur de la créance CSPE a été ajustée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

(2) En 2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans C25, société détenant 100 % des titres de RTE. En 2015, 50 % de la participation du Groupe dans RTE. Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau), à hauteur de leur quote-part (75,93 %) affectée au portefeuille d'actifs dédiés. La valeur de réalisation présentée dans ce tableau s'appuie sur le prix de cession (voir note 3.5.1).

(3) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(4) 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 est ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016 et atteindrait 25 653 millions d'euros en 2017 après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 (société détenant les titres de RTE) prévue au premier semestre 2017.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe 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 1 548 millions d'euros au 31 décembre 2016 (1 292 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces FCPR sont constitués principalement de 9 fonds cotés pour 1 297 millions d'euros (au 31 décembre 2015, 7 FCPR cotés pour 1 130 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2016

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et attendrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait notamment de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (cf. note 3.1).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procèdera dans le mois suivant l'arrêt des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

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, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	820	–
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	8 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	14 930
Provisions pour derniers coeurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	450	462
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	24 358	23 646

Après un début d'année en forte baisse, les marchés financiers ont fini sur une note positive malgré un contexte politique international instable, qui a globalement pénalisé les gestions actives. Dans ce contexte, le portefeuille financier (actions et titres de dette) a été géré de manière prudente avec notamment une sous-pondération des marchés émergents en début d'année. En fin d'année cependant, les écarts d'allocation sur les actions ont été comblés notamment sur les actions émergentes. Sur les taux en revanche, la sensibilité a été réduite afin de protéger le portefeuille contre une remontée des taux.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2016 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, le 5 octobre 2016, EDF Invest et le fonds d'infrastructures hollandais DIF ont annoncé l'acquisition à parité (50/50) de Thyssengas, un des principaux réseaux de transport de gaz régulés en Allemagne.

Le 9 novembre 2016, Atlantia et EDF Invest ont acquis, suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, via leur véhicule Azzurra Aeroporti Srl (détenu respectivement à 75 % et 25 %), une participation de 64 % de la société Aéroports de la Côte d'Azur (ACA), qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Ces participations sont affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géowel et C25 (société détenant les titres de RTE).

Sur l'année 2016, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 428 millions d'euros (972 millions d'euros en 2015).

Au 31 décembre 2016, 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 1 984 millions d'euros avant impôt (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2015).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2016.

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Chiffre d'affaires	547	618	—	—	1 328	976	1 875	1 594
Achats d'énergie	3 651	3 738	4	4	2 418	2 077	6 073	5 819
Achats externes	4	27	4	4	1 065	1 187	1 073	1 218
Actifs financiers	106	670	—	—	—	—	106	670
Autres actifs	575	603	—	—	754	845	1 329	1 448
Passifs financiers	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres passifs	1 106	1 049	—	—	880	1 043	1 986	2 092

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS
DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG 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 85,62 % du capital d'EDF au 31 décembre 2016. 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 le groupe AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible),
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé),
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 a approuvé les termes du contrat relatif à la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New AREVA NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP (voir note 3.4).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat AREVA Mines couvrant la période 2021-2030,
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030,
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC pour la période 2019-2030.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec AREVA Mines, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC, un contrat de fabrication avec AREVA NP.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont 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.

EDF et AREVA 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.

Enfin, le Groupe détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

**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 2016 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 12,1 millions d'euros en 2016 (12,2 millions d'euros en 2015). 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.

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 n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné 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 Energy, Edison, Dalkia, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2016, le Groupe a restitué 46 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015. En 2015, le Groupe avait restitué 48 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014.

Pour l'année 2016, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 5 millions de tonnes (7 millions de tonnes pour l'année 2015).

Au 31 décembre 2016, le volume des émissions s'élève à 38 millions de tonnes (47 millions de tonnes pour l'année 2015). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 90 millions d'euros au 31 décembre 2016 (209 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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 le décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1^{er} 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^{er} 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.

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.

**49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE
RENOUVELABLE**

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 (voir note 1.3.28.2).

Au 31 décembre 2016, une provision de 744 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

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 50 Événements postérieurs à la clôture

Les développements postérieurs à la clôture relatifs à EDF Polska et EDF Demasz sont mentionnés en notes 3.5.2 et 3.5.3. Des développements postérieurs à la clôture relatifs notamment à l'évolution à compter de 2017 du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France sont mentionnés en notes 29.1.5.1 et 47.4.

50.1 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.

50.2 CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 13 FÉVRIER 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

EDF a l'intention de procéder à cette augmentation de capital avant la fin du premier trimestre 2017, si les conditions de marché le permettent et après obtention du visa de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) sur le prospectus. Cette opération sera réalisée, après nouvelle délibération du Conseil d'administration, en vertu de la délégation de compétence qui lui a été accordée par la deuxième résolution adoptée lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société du 26 juillet 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2016

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 ;
- « **Autres** » (A) : 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...).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité	
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère	100,00	100,00	P, D, A	
Group Support Services (G2S)	100,00	100,00	A	
Autres <i>holdings</i> (EDF Invest)	100,00	100,00		
France – Activités régulées				
Enedis (ex ERDF)	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	
C2S (société détenant les titres de RTE)	100,00	–	A	
Royaume-Uni				
EDF Energy plc (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	
Italie				
Edison SpA (Edison)	97,45	97,40	P, A	
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	100,00	100,00	A	
Fenice Qualita'Per L'Ambiente SpA (Fenice) ⁽⁹⁾	–	100,00	A	
Autre international				
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	Bésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Bésil	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 Dénász Zrt.	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	99,51	97,44	A
EDF Polska SA	Pologne	99,51	97,44	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,91	49,55	P, A
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	49,11	48,75	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	–	

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

(1) Au 31 décembre 2016, Fenice fait partie désormais du groupe Edison

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
Autres métiers				
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
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA) ⁽¹⁾	France	—	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains ⁽²⁾	France	—	51,00	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, A = Autres

(1) Au 31 décembre 2016, COFIVA a fusionné avec EDEV

(2) Au 31 décembre 2016, Tiru fait partie désormais du groupe Dalkia. Par ailleurs, son taux d'intérêt est passé à 75 %

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Elisandra IV (<i>Holding</i> Madriñeta Iled de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	25,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Immo C47 (EDF Invest)	France	100,00	100,00	A
Geosel Marisque (EDF Invest)	France	25,00	–	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	–	A
France – Activités régulées				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	France	100,00	100,00	T
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
Sloe 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
Jiangxi 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
Autres métiers				
Dornofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

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 capital au 31/12/2016	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2016
Edison SpA	97,45	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,91	50,00
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	49,11	98,40
EDF Paliwa Sp. z o. o.	99,51	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

6

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS
COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 2016 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(en milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 701	21,8	3 535	26,0
Filiales intégrées globalement	6 787	40,0	8 639	63,7
Sous-total	10 488	61,8	12 174	89,7
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 973	11,6	448	3,3
Filiales intégrées globalement	4 507	26,6	951	7,0
Sous-total	6 480	38,2	1 399	10,3
TOTAL	16 968	100	13 573	100

Rappel des informations relatives à l'exercice 2015

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 2015 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(en milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 681	22,5	3 623	25,9
Filiales intégrées globalement	7 574	46,2	8 309	59,4
Sous-total	11 255	68,7	11 932	85,3
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 771	10,8	713	5,1
Filiales intégrées globalement	3 353	20,5	1 341	9,6
Sous-total	5 124	31,3	2 054	14,7
TOTAL	16 379	100	13 986	100

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2016

N.B. : 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	2016	2015
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	4	40 857	41 553
Production stockée et immobilisée		1 127	875
Subventions d'exploitation	5	6 532	6 338
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 808	3 124
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	784	938
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		53 108	52 828
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	33 408	33 094
Achats consommés de combustibles		2 894	2 823
Achats d'énergie		12 427	10 933
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 087	19 338
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 616	2 682
Charges de personnel	10	6 874	6 812
Dotations d'exploitation	11	5 550	7 210
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	2 904	3 447
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 646	3 763
Autres charges d'exploitation	12	1 482	1 409
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		49 930	51 207
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		3 178	1 621
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun		6	16
IV Résultat financier	13	(1 264)	(2 275)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		1 920	(638)
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	4 277	846
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	(680)	63
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		5 517	271

(1) Dont production en 2016 de biens à l'exportation pour 8 194 millions d'euros et de services à l'exportation pour 480 millions d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

BILAN

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016			31/12/2015
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	1 619	751	868	851
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	79 789	54 767	25 022	25 406
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	14 119	8 337	5 782	5 666
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	17 741	141	17 600	15 888
Participations et créances rattachées		55 718	172	55 546	57 435
Titres immobilisés		16 954	179	16 775	12 766
Prêts et autres immobilisations financières		13 871	3	13 868	13 685
Immobilisations financières	18	86 543	354	86 189	83 886
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		199 811	64 350	135 461	131 697
Stocks et encours	19	10 373	247	10 126	10 212
Avances et acomptes versés sur commande	20	1 097	129	968	1 223
Créances d'exploitation	20	22 347	426	21 921	19 583
Valeurs mobilières de placement	21	17 204	10	17 194	13 900
Instruments de trésorerie	20	4 610	–	4 610	4 759
Disponibilités	22	5 457	–	5 457	6 199
Charges constatées d'avance	20	1 334	–	1 334	1 339
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		62 422	812	61 610	57 215
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		285	–	285	289
Primes de remboursement des emprunts (IV)		686	196	490	512
Écarts de conversion – actif (V)	23	1 083	–	1 083	2 070
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		264 287	65 358	198 929	191 783

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Capital		1 055	960
Primes d'émission et de fusion		9 847	8 081
Écarts de réévaluation		679	675
Réserves			
Réserve légale		101	93
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		3 317	5 134
Résultat de l'exercice		5 517	271
Acomptes sur dividendes		(1 006)	(1 059)
Subventions d'investissement		169	170
Provisions réglementées		6 132	6 233
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	28 812	23 558
Autres fonds propres	25	11 038	11 281
Passifs spécifiques des concessions	26	2 120	2 093
TOTAL I FONDS PROPRES		41 970	36 932
Provisions pour risques	27	2 189	3 056
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts)	28	36 033	36 130
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	617	597
Provisions pour avantages du personnel	30	10 846	10 759
Provisions pour autres charges	31	879	969
Provisions pour charges		48 375	48 455
TOTAL II PROVISIONS		50 564	51 511
Dettes financières	33	56 861	55 821
Avances et acomptes reçus	32	7 068	6 819
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	33 172	32 741
Instruments de trésorerie	32	5 283	3 969
Produits constatés d'avance	32	3 627	3 698
TOTAL III DETTES	32	106 011	103 048
Écarts de conversion – passif (IV)	34	384	292
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		198 929	191 783

6

ÉTATS FINANCIERS
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		6 198	208
Amortissements et provisions		3 082	7 023
Plus ou moins-values de cessions ⁽¹⁾		(3 873)	(505)
Produits et charges financiers		(405)	(814)
Variation du besoin en fonds de roulement		2 335	872
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		7 337	6 784
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 749	1 637
Impôts sur le résultat payés		(621)	(1 102)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 ⁽²⁾		0	(789)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		8 465	6 531
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(6 001)	(5 957)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		16	21
Variations d'actifs financiers ⁽³⁾		(1 676)	(9 645)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(7 661)	(15 582)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		6 130	9 807
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(8 645)	(2 969)
Dividendes versés	24	(165)	(1 420)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée		—	—
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	10
Subventions d'investissement reçues		8	6
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(2 665)	5 433
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 861)	(3 617)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE⁽⁴⁾	22	(2 427)	1 226
Incidence des variations de change		250	(90)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		57	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE⁽⁴⁾	22	(3 981)	(2 427)

(1) Ce poste inclut la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société C2S (voir note 2.5).

(2) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 2.2 des comptes annuels au 31 décembre 2015).

(3) Le poste « Variations d'actifs financiers » comprend 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 comprend une composante hors actifs dédiés pour un montant de 644 millions d'euros (voir note 2.6). Ce poste inclut la rémunération en numéraire des titres RTE cédés à la société C2S pour 2 667 millions d'euros (voir note 2.5).

(4) 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. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

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 par le règlement n° 2015-06 du 23 novembre 2015.

Le règlement n° 2015-06 du 23 novembre 2015 homologué par arrêté du 4 décembre 2015 est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2016. Son application n'a pas d'impact sur les comptes sociaux d'EDF SA.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2015.

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.

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.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

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 sont réunies. EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2016, pour 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 »).

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 sont calées sur la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

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.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coeurs 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 réestimation 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 2016 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 utilisé.

1.2.2 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 2016 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2016 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**1.2.3 Énergie en compteur et acheminement associé**

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de 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.

1.4 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 211-3 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 production nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (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.

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.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 validés 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 n° 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.

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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**1.8 STOCKS ET ENCOURS**

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 encours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoruration, 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, fluoruration, 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 provisionné 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 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 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 3.2).

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 couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

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

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 du 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.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

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 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. 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^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} 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^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire**

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire liées à la gestion du combustible usé et à la 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 coûts).

Les charges pour derniers coûts 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 coûts) ;
- 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 ;
- 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'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 n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1^{er} 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 n° 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 prévisionnels 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'État, 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 nette 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, incluant 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^{er} 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 (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG 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 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^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), 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 CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des actifs.

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 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 soulte 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 - 5.5 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 retraite 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 conduits à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge 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 instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, 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

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 n° 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 « Négocio » 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 acquérir 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.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

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 n° 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 « Economies 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'arrêté, 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.

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

2.1 ALLONGEMENT À 50 ANS DE LA DURÉE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES REP 900 MW¹

EDF considère 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, sont réunies en 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, EDF a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, EDF progresse avec l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4^e visite décennale de ce palier (VD4 – projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN, comme en témoigne la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indique son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

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.

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.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, EDF considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui 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 sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers d'EDF SA au 31 décembre 2016 :

- Au 1^{er} janvier 2016, du fait du décalage des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 2 044 millions d'euros (voir note 28), dont 1 657 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés (voir note 38.2.4). Cette reprise de provision n'impacte pas le compte de résultat mais est imputée sur la valeur nette comptable des actifs (voir note 17). Elle est fiscalisée pour sa quasi-totalité et génère une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.

¹ Hors Fessenheim.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

- Sur l'exercice 2016, les impacts sont estimés comme suit :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 959 millions d'euros (voir note 11) et une diminution du résultat exceptionnel de (81) millions d'euros, correspondant à une reprise moindre des amortissements dérogatoires (voir note 14) ;
 - la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2016 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 90 millions d'euros ;
 - la reprise en résultat des contributions reçues sur les centrales en participation diminuée de 42 millions d'euros ;
 - au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 926 millions d'euros, et diminuer le résultat net de 72 millions d'euros.

2.2 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 inclut 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.

Cette étape importante clôt la phase de développement du projet Hinkley Point C après dix années de planification et de préparation : réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, obtention de la licence du site nucléaire et démarrage des travaux sur site.

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 68,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords de garantie de financement du projet HPC ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, comme indiqué au gouvernement britannique, EDF n'a actuellement pas l'intention d'utiliser la garantie et le projet sera financé sur fonds propres, tout au moins dans une première étape.

Taux de rendement et sensibilité

Le coût total du projet est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal (hors intérêts intercalaires). L'investissement sera, au moins dans un premier temps, financé sur le bilan de chacun des partenaires, la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling, celle de CGN, à 6 milliards.

Ces montants incluent une provision pour risques et aléas. Si le montant final du projet s'avérait inférieur, les gains dégagés seraient partagés avec les consommateurs au titre du mécanisme de partage des gains du contrat pour différence. Les investisseurs portent les risques de la construction de la centrale, notamment en cas de dépassement des délais et du budget prévus.

L'engagement total des actionnaires comprend une marge supplémentaire de 15 %, s'élevant à 2,7 milliards de livres sterling, en sus des 18 milliards prévus.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %.

La sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (Contract for Difference – CfD)

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 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 CfD 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.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle.

Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

2.3 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES SENIORS

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 multidevise de 3 milliards d'euros sur quatre 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 deux 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 d'EDF et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

2.4 EDF ET AREVA SIGNENT LES ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ACQUISITION DES ACTIVITÉS D'AREVA NP

EDF et AREVA SA avaient 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 (au moins 51 %), la participation d'AREVA 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 (actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering »), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, 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, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences...) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital¹ d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de 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 350 millions d'euros.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016. Il a pris acte des faits nouveaux intervenus depuis début 2016, sans remise en cause des trois volets ci-dessus, sans modification de la valorisation et avec une révision de l'éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros.

Les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 sont :

- 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 AREVA NP, dont EDF acquerra le contrôle exclusif et qui reprendra les contrats actuellement détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entend se prémunir. Ainsi, les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours ;
- AREVA NP reste une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserve les contrats actuels, hors ceux transférés à New AREVA NP. La valorisation de New AREVA NP reste celle validée par EDF pour AREVA NP, à savoir 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital ;

- la volonté commune d'AREVA et d'EDF de créer la société dédiée actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering » (NICE) avant la réalisation de l'opération d'acquisition par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP ;

- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication. Le nouveau protocole pose les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New AREVA NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives à la réalisation (envisagée fin 2017) de l'opération d'achat par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP en fonction des conclusions de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 et des résultats de l'audit qualité lancé par AREVA NP dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Ainsi, les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été élaboré entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP, d'autre part. Il a recueilli un avis du Comité central d'entreprise d'EDF le 27 octobre 2016 et du Comité central d'entreprise d'AREVA le 10 novembre 2016. Il a été ensuite approuvé par les Conseils d'administration d'AREVA le 10 novembre 2016 et d'EDF le 15 novembre 2016. Le contrat a été signé par les parties le 15 novembre 2016.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste 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.

Parallèlement, AREVA et EDF ont engagé des discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de New AREVA NP aux côtés d'EDF, la participation acquise par EDF pouvant ainsi être réduite à une participation cible d'au moins 51 %, tout en conservant le contrôle.

2.5 EDF, CAISSE DES DÉPÔTS ET CNP ASSURANCES : SIGNATURE D'UN ACCORD ENGAGEANT

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité² (RTE), et les modalités d'un partenariat long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée est fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE, qui pourra éventuellement être complétée par un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros.

La réalisation effective de l'opération devrait intervenir courant 2017, après notamment l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires (contrôle des concentrations...).

1. Sans reprise de dette financière.

2. Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Le schéma retenu a 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.

EDF cédera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société.

Au 31 décembre 2016, cette opération s'est 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 14). La participation d'EDF dans C25 est classée au bilan en titres de participation pour la part qui sera conservée par EDF à l'issue de l'opération (50,1 %) et en TIAP pour la part qui sera cédée en 2017 à la Caisse des Dépôts/CNP Assurances (49,9 %) (voir note 18).

Suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, les titres de la société C25 peuvent être affectés au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF. À fin 2016, 75,93 % des titres de la société C25 sont ainsi affectés aux actifs dédiés (voir note 38.2.3). À l'issue de l'opération, le solde de la participation d'EDF dans la société C25 (50,1 %) sera affecté au portefeuille d'actifs dédiés.

2.6 CESSIION 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, net des frais et commissions, 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 à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

2.7 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 l'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.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice**3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE****3.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente 2014-2015 par le Conseil d'État**

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant, de fait, la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1^{er} août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts, fixés sans intégrer la totalité de la régularisation tarifaire constatée à cette date.

La publication au *Journal officiel* (JO) des arrêtés rectificatifs tarifaires 2014-2015 demandés par le Conseil d'État a eu lieu le 2 octobre 2016.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 1 018 millions d'euros a été comptabilisé en 2016 dans le compte de résultat (voir note 4). Après prise en compte de divers coûts afférents à cette régularisation tarifaire, l'impact sur le résultat courant avant impôt sur l'exercice 2016 s'élève à 856 millions d'euros.

3.1.2 Tarifs réglementés de vente d'électricité**Tarifs bleus**

En application de la loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % du tarif bleu résidentiel en moyenne et de 1,5 % du tarif bleu non résidentiel également en moyenne. Les ministres concernés ont accepté cette proposition et l'arrêté relatif à ces nouvelles grilles a été publié le 29 juillet 2016 au JO avec date d'effet au 1^{er} août 2016. La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance était fixée au 30 juin 2016.

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les

fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement à l'État par mégawattheure vendu. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimente les sites depuis le 1^{er} juillet 2016 sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

La CRE a organisé en novembre 2016 un second appel d'offres afin de répartir les sites restant à cette date en offre transitoire du fait de lots infructueux, de sites qui n'avaient pas été intégrés dans des lots lors du premier appel d'offres ou de sites non basculés dans le périmètre du fournisseur allocataire (environ 2 700). L'appel d'offre ayant été infructueux, ces sites demeurent alimentés en offre transitoire.

3.2 AUTORISATION PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE DU MÉCANISME RÉVISÉ DE CAPACITÉ FRANÇAIS

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le marché de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a mis un terme à l'enquête approfondie ouverte un an plus tôt à l'encontre de la France et a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1^{er} janvier 2017. L'arrêté du 8 novembre 2016 définit les modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH (voir note 3.4).

La décision de la Commission européenne résulte des engagements pris par les pouvoirs publics français de modifier le mécanisme sur trois volets principaux :

- faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en permettant aux nouvelles capacités, sous condition, d'obtenir des certificats d'une durée de sept ans ;
- introduire la possibilité pour les exploitants de capacités situées dans les États membres voisins de participer au mécanisme français, en fonction de la capacité disponible aux interconnexions aux heures de pointe ;
- accroître la transparence du mécanisme et instaurer des mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

La modification des règles du mécanisme, intervenue en novembre 2016, a permis la mise en œuvre de la troisième mesure.

Les deux autres mesures nécessitent des modifications supplémentaires des règles et entreront en vigueur à partir de 2019. Les acteurs du marché de capacité seront consultés sur les évolutions des règles courant 2017.

Une première session de marché a été organisée par EPEX Spot le 15 décembre 2016. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentent 22,6 GW. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW. Pour 2017, ce prix d'équilibre définit également le « prix de référence marché » de la capacité.

Le prix de la capacité sera répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs.

De nouvelles enchères auront lieu en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

3.3 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Le mécanisme de financement et de compensation des charges de service public de l'énergie a pour objet d'indemniser les opérateurs auxquels sont assignées un certain nombre de charges de service public de gaz et d'électricité. EDF en est l'opérateur prépondérant¹.

¹ Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Les charges couvertes par le mécanisme

Le mécanisme actuellement en vigueur est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Il est piloté par l'État qui en assure le financement dans son budget avec le concours de la CRE qui calcule et propose à l'État les montants de charges à compenser pour chaque opérateur. Ainsi, les charges de service public de l'énergie sont intégrées au budget de l'État dans deux comptes spécifiques :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui couvre notamment les dépenses supportées par les opérateurs obligés comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des énergies renouvelables (EnR) et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF et le remboursement du trop-versé de la taxe TICFE (renommée CSPE) par les industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un second compte intitulé « Service public de l'énergie » du budget général de l'État qui couvre les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI).

Les ressources du mécanisme

Le financement du mécanisme est assuré par des recettes provenant de quatre taxes sur les consommations d'énergie (la TICFE pour l'électricité, la TICG pour les charbons et assimilés, la TICGN pour le gaz naturel et la TICPE pour les carburants) dans des proportions variables.

Pour l'année 2016, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été alimenté par la totalité des recettes de la TICFE et par 2,16 % des recettes de la TICGN. Les recettes des autres taxes contribuent au financement du budget général sans pour autant être directement affectées à un poste de dépense particulier.

À partir du 1^{er} janvier 2017, le financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » est assuré par les recettes des taxes sur les énergies carbonées : principalement par la TICPE et en complément, la TICG. Les autres taxes, dont la TICFE, contribuent au financement du budget général.

Le niveau de la TICFE (renommée CSPE) est resté stable en 2016, soit 22,5 €/MWh pour son taux plein, et entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh pour les taux réduits applicables aux consommateurs électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée et d'électro-intensivité. Ces niveaux restent inchangés dans la loi de finances pour 2017.

La compensation des charges supportées par EDF en 2016

Les charges à compenser à EDF au titre de 2016 s'élèvent à 6 365 millions d'euros, en hausse de 1 % par rapport à 2015. Cette légère augmentation s'explique principalement par une hausse du coût des obligations d'achat principalement due à la croissance en volume des EnR liée au développement du parc de production EnR en France, en partie compensée par une baisse des charges liées aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées. Les montants encaissés en 2016 s'établissent quant à eux à 6 357 millions d'euros, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015.

Le remboursement du déficit historique antérieur à la réforme

L'État a pris le 2 décembre 2016 un arrêté dans lequel il fixe le montant définitif de la créance due à EDF au 31 décembre 2015 lié aux déficits de compensation cumulés pour la période passée (5 780 millions d'euros pour le principal hors intérêts 2015). Cet arrêté établit également un échéancier annuel de remboursement d'ici 2020 de cette créance.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la compensation des charges de service public de l'énergie qu'elle détient sur l'État à raison du déficit de compensation 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, net des frais et commissions, s'élève à 1 538 millions d'euros.

À partir de 2017, suite à cette opération, EDF percevra 73,6 % (quote-part de la créance non cédée) des flux de remboursement de la créance et des intérêts associés versés par l'État.

3.4 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix, le marché de gros est devenu sur la majeure partie de l'année une source d'approvisionnement attractive ; en conséquence, les souscriptions ARENH ont été nulles à la fois lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016 et lors du guichet de mi-année destiné à la fourniture du second semestre 2016.

En revanche, la souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet de novembre/décembre 2016 a été massive (40,8 TWh fermes pour le premier semestre 2017). En effet, la remontée extrêmement rapide des prix *forward* 2017 (notamment sur le premier trimestre tirant l'ensemble de l'année vers le haut) dans les semaines précédant le guichet de novembre/décembre 2016, les a conduits à dépasser le prix de l'ARENH, de 42 €/MWh, qui intègre également la valeur des garanties de capacités.

Les arrêts des 8 et 14 novembre 2016 ont fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	38 836	39 504
Ventes de services et divers	2 021	2 049
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 857	41 553

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 est principalement liée à un contexte de concurrence accrue (fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts) et à la baisse des prix de marché de l'électricité. Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire liée principalement à des demandes de contrôles de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) a entraîné une forte diminution de l'offre sur les marchés de gros.

Cette diminution du chiffre d'affaires a été partiellement compensée par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 pour 1 018 millions d'euros (voir note 3.1) et par un effet climatique favorable.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2016	2015
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	6 532	6 338

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 6 510 millions d'euros en 2016 (6 320 millions d'euros en 2015). 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 éolienne et photovoltaïque et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2016	2015
Reprises sur provisions pour risques	261	158
Pensions et obligations assimilées	1 219	1 272
Gestion du combustible nucléaire usé	817	826
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	698	215
Déconstruction des centrales nucléaires	159	165
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	51	32
Autres provisions pour charges	225	121
Reprises sur provisions pour charges	3 169	2 631
Reprises sur dépréciations	378	335
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	3 808	3 124

(1) Dont une reprise de 465 millions d'euros correspondant à un reclassement des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé (voir note 11.2)

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2016	2015
Autres produits d'exploitation	665	824
Transferts de charges	119	114
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	784	938

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2016	2015
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	2 894	2 823
Achats d'énergie ⁽²⁾	12 427	10 933
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	18 087	19 338
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	33 408	33 094

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les achats d'énergie incluent les obligations d'achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts et taxes sur rémunérations	176	171
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 236	1 226
Contribution Économique Territoriale	482	561
Taxes foncières	408	393
Autres impôts et taxes	314	331
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 616	2 682

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2016	2015
Salaires et traitements	4 001	3 964
Charges sociales	2 873	2 848
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 874	6 812

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

	2016			2015
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 979	36 277	65 256	66 337
Autres	1 882	2 356	4 238	4 432
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	30 861	38 633	69 494	70 769

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2016	2015
Sur immobilisations incorporelles	181	158
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre ⁽¹⁾	2 451	3 032
■ du domaine concédé ⁽²⁾	246	233
Dotations aux amortissements des immobilisations	2 878	3 423
Autres dotations aux amortissements	26	24
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	2 904	3 447

(1) Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles du domaine propre sont impactées par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 pour 959 millions d'euros (voir note 2.1).

(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)	2016	2015
Provisions pour risques⁽¹⁾	372	353
Pensions et obligations assimilées	891	885
Gestion du combustible nucléaire usé	389	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	173	516
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers coeurs ⁽³⁾	156	590
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22	
Autres provisions	137	143
Provisions pour charges	1 768	2 860
Dépréciations⁽⁴⁾	506	550
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 646	3 763

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont en 2015 une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir note 28.2 – « déchets HA-MAVL ») et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.2 – « déchets FAVL »).

(3) Dont une dotation de 125 millions d'euros en 2016 concernant l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon. Une dotation de 590 millions d'euros avait été comptabilisée en 2015 à l'occasion de la mise à jour des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.3).

(4) 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. Une dotation de 70 millions avait été comptabilisée en 2015 liée à la décision de fermer la centrale thermique d'Aramon début 2016.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élevaient à 1 482 millions d'euros en 2016 (1 409 millions d'euros en 2015) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations cédées.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2016	2015
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	2 240	2 081
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	555	458
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(2 856)	(2 662)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	1 535	339
Résultat de change	466	936
■ Gains de change réalisés	3 061	5 489
■ Pertes de change réalisées	(2 595)	(4 553)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(35)	(12)
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	9	25
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(44)	(37)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(3 169)	(3 415)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 264)	(2 275)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (551 millions d'euros en 2016 et 454 millions d'euros en 2015) ;
- RTE (129 millions d'euros en 2016 et 176 millions d'euros en 2015) ;
- C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (345 millions d'euros en 2016 et 646 millions d'euros en 2015) ;
- EDF International (500 millions d'euros en 2016 et 400 millions d'euros en 2015) ;
- EDF Holding (517 millions d'euros en 2016 et 235 millions d'euros en 2015) ;
- PEI (55 millions d'euros en 2016 et 17 millions d'euros en 2015) ;
- EDF Immo (61 millions d'euros en 2016 et 39 millions d'euros en 2015) ;
- EDEV (100 millions d'euros en 2015 sans équivalent en 2016).

(2) En 2016, ce poste intègre un produit de 100 millions d'euros (88 millions d'euros en 2015) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) L'augmentation est liée pour l'essentiel à l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change pour (453) millions d'euros. En 2015, une charge d'intérêts financiers pour 282 millions d'euros avait été comptabilisée suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 concernant le RAG (voir note 2.2 de l'annexe des comptes sociaux au 31 décembre 2015).

(4) La variation s'explique principalement par la reprise d'une provision pour pertes de change latentes au titre des emprunts long terme pour un montant de 1 128 millions d'euros (voir note 2.7).

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour autres coûts ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. Ces charges correspondent également (i) à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devise étrangère et sur les titres subordonnés à durée indéterminée, qui diminue sensiblement en 2016 et (ii) aux dotations aux provisions pour dépréciation des Titres Immobiliers de l'Activité de Portefeuille et des titres de participation.

En 2016, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente en lien avec la baisse du taux d'actualisation réel (2,7 % au 31 décembre 2016 et 2,9 % au 31 décembre 2015), à hauteur de 679 millions d'euros. A contrario, l'effet du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée est très favorable comparé à 2015, en lien avec l'évolution des devises.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 14 Résultat exceptionnel

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 2.5) ;
- 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, incluant notamment une reprise moindre des amortissements dérogatoires de 81 millions d'euros du fait de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1^{er} janvier 2016 (voir note 2.1).

Au 31 décembre 2015, le résultat exceptionnel représente un produit net de 846 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 707 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 117 millions d'euros

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1^{er} 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 2016 comprend 224 filiales dont notamment RTE Réseau de Transport d'Électricité, Enedis, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et Dalika.

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, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale et contribution de 3 % sur les distributions).

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 déficiataires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 680 millions d'euros au titre de l'exercice 2016. Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 839 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2016 ;
- une charge de 59 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 218 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2016 au titre du CICE 2015 ont été destinées au financement des efforts de la société en matière d'investissement et de recrutement.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

**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 déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit 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)	31/12/2016	31/12/2015	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(14 938)	(13 560)	(1 378)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(967)	(1 528)	561
■ Autres	(378)	(287)	(91)
Total actif d'impôt – taux normal	(16 283)	(15 375)	(908)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 276	2 457	(181)
■ Autres	1 716	1 435	281
Total passif d'impôt – taux normal	3 992	3 892	100
■ Plus value en sursis d'imposition	79	79	–
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(10)	(4)	(6)
Total passif d'impôt – taux réduit	69	75	(6)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 222)	(11 408)	(814)
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	3 585	3 954	(369)
Dette future d'impôt au taux réduit	(2)	(3)	1

(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 28,92 %.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2016
Logiciels	1 354	217	192	1 379
Autres	232	9	1	240
Immobilisations incorporelles	1 586	226	193	1 619
Terrains	119	5	6	118
Constructions et agencements de terrains	9 984	423	56	10 351
Tranches de production nucléaire	52 134	2 839	771	54 202
Matériel et outillage industriel hors réseau	12 086	804	318	12 572
Réseau du domaine propre	939	61	1	999
Autres immobilisations corporelles	1 493	142	88	1 547
Immobilisations corporelles du domaine propre	76 755	4 274	1 240	79 789
Terrains	39	1	—	40
Constructions et agencements de terrains	9 740	185	19	9 906
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 464	51	11	1 504
Réseau du domaine concédé	2 553	120	15	2 658
Autres immobilisations corporelles	10	1	—	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	13 806	358	45	14 119
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	11 940	6 204	4 085	14 059
Immobilisations incorporelles ⁽²⁾	1 363	328	1 059	632
Avances et acomptes versés sur commandes	2 844	205	—	3 050
Immobilisations en cours	16 147	6 738	5 144	17 741
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽³⁾	108 294	11 596	6 622	113 268

(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. Ils comprennent également un reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR de Flamanville 3 d'immobilisations incorporelles en cours en immobilisations corporelles en cours.

(3) Dont l'EPR de Flamanville 3 pour 8 801 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2016
Logiciels	643	198	192	649
Autres	92	10	–	102
Immobilisations incorporelles	735	208	192	751
Terrains et constructions	6 773	232	53	6 952
Tranches de production nucléaire ⁽¹⁾	35 447	3 797	815	38 429
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 833	539	354	8 018
Réseau du domaine propre	418	28	1	445
Autres immobilisations corporelles	878	123	78	923
Immobilisations corporelles du domaine propre	51 349	4 719	1 301	54 767
Terrains et constructions	6 087	141	17	6 211
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 017	24	8	1 033
Réseau du domaine concédé	1 026	69	13	1 082
Autres immobilisations corporelles	10	1	–	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	8 140	235	38	8 337
Immobilisations corporelles en cours	259	8	126	141
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	60 483	5 170	1 657	63 996

(1) L'augmentation des amortissements et dépréciations des « Tranches de production nucléaire » est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1^{er} janvier 2016 pour 2 044 millions d'euros (voir note 2.1)

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 18 Immobilisations financières

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2016	Valeurs brutes au 31/12/2015
Participations ⁽¹⁾	55 667	57 169
Créances rattachées aux participations	51	451
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	16 698	12 823
Autres titres immobilisés	257	162
Créance CSPE ⁽³⁾	4 184	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	9 686	7 816
Total valeur brute des immobilisations financières	86 543	84 293
Dépréciations des participations et créances rattachées	(171)	(185)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(183)	(222)
Total dépréciations	(354)	(407)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	86 189	83 886

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- la cession de la totalité des titres RTE à la société C25 pour une valeur nette comptable de 4 030 millions d'euros ;
- la rémunération en titres de la société C25 pour un montant total de 5 143 millions d'euros dont 2 577 millions d'euros classés en titres de participation et 2 566 millions d'euros classés en TIAP (voir note 2.5).

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période. Les titres de la société C25 destinés à être cédés à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances (soit 49,9 %) sont classés en TIAP pour 2 566 millions d'euros (voir note 2.5). Les acquisitions et cessions d'actifs dédiés génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2016 (voir note 14).

(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 2016 s'élèvent à 293 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.

La variation de la créance CSPE est par ailleurs liée à la cession par EDF d'une quote-part de la créance liée au déficit de compensation jusqu'au 31 décembre 2015 ainsi que des intérêts associés pour 1 501 millions d'euros, dont 872 millions d'euros étaient en actifs dédiés (voir note 2.6).

(4) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2016 est de 9 592 millions d'euros, dont 4 560 millions d'euros pour EDF International, 1 506 millions d'euros pour EDF Energy, 926 millions d'euros pour PEL, 1 068 millions d'euros pour Dalkia, 1 158 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, et 220 millions d'euros pour Edison. Le prêt d'EDF à RTE a été remboursé intégralement en octobre 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015).

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2016	% du capital détenu	Capitaux propres 2015	Résultats de l'exercice 2015	Dividendes reçus en 2016	Chiffres d'affaires 2015
I. Filiales							
Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 286	(15)	–	2
EDF International	25 930	–	100	21 720	(1 194)	500	2
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	–	100	882	58	55	712
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 598	544	517	–
Société C3	11 196	–	100	11 639	363	345	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 442	52	61	–
C25 ⁽¹⁾	2 577	–	100	–	–	–	–
Autres	1 071	–	100	984	34	36	–
Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Garmbsheim	3	–	50	10	–	–	8
Dalkia Investissement	200	26	100	150	14	–	n. s.
Dalkia Holding	967	–	99	551	45	20	2 066
Enedis	2 700	–	100	4 775	374	551	13 548
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	129	–	–	34
Rheinkraftwerk Iffezheim (RIK)	3	–	50	113	4	4	11
Forces Motrices du Chatelôt	n. s.	–	50	8	n. s.	n. s.	5
Autres (GIE EIFER)	112	110	–	–	–	–	–
TOTAL I	55 536	150				2 089	

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

(1) C25 : société détenant à 100 % RTE dont 2 577 millions d'euros classés en titres de participation et 2 566 millions d'euros classés en TIAP car destinés à être cédés en 2017 (voir note 2.5)

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2016	% du capital détenu	Capitaux propres 2015	Résultats de l'exercice 2015	Dividendes reçus en 2016
I. Filiales						
Total I Report des filiales	55 536	150				2 089
II Participations						
II 1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	21	35	251	9	7
Total II.1	130	21				7
II 2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	–	–	–	–	–	–
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	–	10	109	5	n.s.
Total II.2	1	–				–
Total II	131	21				7
Total brut des filiales et participations	55 667	171				2 096
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	55 496					

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

18.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

(en millions d'euros)	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
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	12 823	12 609	14 463	16 698	16 520	17 606

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2016, pour 15 245 millions d'euros d'actifs dédiés (dont 1 328 millions de titres de la société C2S (voir note 38.2.3)) et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 87 millions d'euros

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).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2015	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2016
ACTIONS PROPRES	35	118	(127)	26

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2016 s'élève à 2 618 621 actions pour une valeur de 26 millions d'euros.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2015
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	–	49	51	451
Créance CSPE	977	3 207	–	4 184	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	6 776	1 692	1 219	9 687	7 816
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	7 755	4 899	1 268	13 922	14 139

Note 19 Stocks et encours

(en millions d'euros)	31/12/2016			31/12/2015		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 746	(19)	8 727	8 598	(17)	8 581
Autres matières premières	185	–	185	236	–	236
Autres approvisionnements	1 109	(198)	911	1 205	(175)	1 030
Encours de production et autres stocks	333	(30)	303	365	–	365
TOTAL STOCKS	10 373	(247)	10 126	10 404	(192)	10 212

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2015
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	358	465	274	1 097	1 224
■ Créances clients et comptes rattachés :					
– Factures établies	2 299	–	–	2 299	2 094
– Factures à établir ⁽¹⁾	14 061	127	–	14 188	12 157
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 641	63	156	5 860	5 725
Créances d'exploitation	22 001	190	156	22 347	19 976
Instruments de trésorerie⁽³⁾	1 159	1 457	1 994	4 610	4 759
Charges constatées d'avance	529	242	563	1 334	1 339
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	24 047	2 354	2 987	29 388	27 298

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée et intègrent le produit à recevoir comptabilisé en 2016 au titre de la régularisation tarifaire (voir note 3.1) pour la part non encaissée au 31 décembre 2016, soit 966 millions d'euros.

(2) Elles comprennent 3 476 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 637 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 640 millions d'euros en 2015). 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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	0
OPCVM	3 955	3 518	437
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	4 179	4 098	81
Obligations	6 787	5 686	1 101
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 280	602	1 678
Total valeur brute	17 204	13 907	3 297
Dépréciations	(10)	(7)	(3)
TOTAL VALEUR NETTE	17 194	13 900	3 294

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation
Valeurs mobilières de placement	17 204	13 907	3 297
Disponibilités	5 457	6 199	(742)
Sous-total à l'actif du bilan	22 661	20 106	2 555
OPCVM en euros	(3 955)	(3 518)	(437)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(4 084)	(3 951)	(133)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(95)	(147)	52
Obligations	(6 787)	(5 686)	(1 101)
Actions propres	(3)	(3)	0
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 280)	(602)	(1 678)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(17 204)	(13 907)	(3 297)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	–	56	(56)
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(9 438)	(8 682)	(756)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE ⁽¹⁾	(3 981)	(2 427)	(1 554)
Élimination de l'incidence des variations de change			(250)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(57)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE ⁽¹⁾			(1 861)

(1) Voir tableau de flux de trésorerie

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 23 Écarts de conversion – actif

Les écarts de conversion – actif présentent au 31 décembre 2016 une perte latente de change de 1 083 millions d'euros liée principalement aux effets défavorables de l'évolution de la livre sterling et du dollar américain (2 070 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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
Situation au 31 décembre 2014	930	10 967	4 539	1 649	174	6 324	24 583
Affectation du résultat 2014	–	–	380	(380)	–	–	–
Résultat 2015	–	–	–	271	–	–	271
Augmentation de capital au 18/12/2015	30	876	–	–	–	–	906
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 269)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividendes	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	6	214	–	(4)	(91)	125
Situation au 31 décembre 2015	960	11 849	4 075	271	170	6 233	23 558
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)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016	1 055	13 627	2 311	5 517	169	6 132	28 812

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2016, le capital social s'élève à 1 054 568 341,50 euros, composé de 2 109 136 683 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 85,62 % par l'État, 12,68 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,57 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,13 % d'actions autodétenues.

En juin 2016, le paiement en actions du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros et une prime d'émission de 892 millions d'euros, suite à l'émission de 93 112 364 actions nouvelles.

En octobre 2016, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 48 millions d'euros et une prime d'émission de 875 millions d'euros, suite à l'émission de 95 885 292 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 12 mai 2016 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2015 à 1,10 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 1,21 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 18 décembre 2015, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2015 s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2016.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 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 2015 s'élève à 82 millions d'euros.

Le 30 septembre 2016, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,50 euro par action au titre

de l'exercice 2016, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016 pour un montant de 1 006 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte 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 2016 s'élève à 83 millions d'euros.

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 11 038 millions d'euros à fin décembre 2016.

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 %

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contre-valeur des biens	105	106
Écarts de réévaluation	885	913
Amortissement de caducité	164	137
Concessions des forces hydrauliques	1 154	1 156
Contre-valeur des biens	1 653	1 597
Financement du concessionnaire non amorti	(999)	(960)
Amortissement du financement du concédant	306	293
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	7
Concessions de distribution publique⁽¹⁾	966	937
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 120	2 093

(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)	31/12/2015	Dotations		Reprises				31/12/2016
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières ⁽²⁾	Autres	
Provisions pour pertes de change	2 071	–	147	–	–	(1 135)	–	1 083
Provisions pour contrats déficitaires	632	147	9	(100)	(16)	–	–	672
Autres provisions pour risques	353	225	–	(42)	(103)	–	1	434
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	3 056	372	156	(142)	(119)	(1 135)	1	2 189

(1) La dotation est notamment liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) La reprise de dotation concerne les emprunts long terme pour 1 128 millions d'euros (voir note 13).

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**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 ⁽¹⁾	31/12/2016
	31/12/2015	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet ⁽²⁾		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 391	389	637	(791)	(491)	523	10 658
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	173	729	(233)	—	43	8 966
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 645	562	1 366	(1 024)	(491)	566	19 624
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	156	723	(159)	—	(1 528)	14 122
Provisions pour derniers cœurs	2 555	—	93	—	—	(361)	2 287
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	17 485	156	816	(159)	—	(1 889)	16 409
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	36 130	718	2 182	(1 183)	(491)	(1 323)	36 033

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 502 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2016 passant par compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 680 millions d'euros.

(2) Suite à une évolution de scénario industriel, des prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire de combustibles usés n'ont plus lieu d'être provisionnées. La diminution au titre des provisions pour gestion du combustible usé intègre une reprise de provision de 491 millions d'euros à ce titre.

(3) Les autres mouvements comprennent les variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) qui résultent en 2016 :

- des conséquences de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 (voir note 2.1) se traduisant au 1^{er} janvier 2016 par une diminution des provisions pour 2 044 millions d'euros, répartie à hauteur de (1 465) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (470) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et (109) millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour la part des déchets issus de la déconstruction ;
- des effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2016 pour ces mêmes provisions, pour un montant de 662 millions d'euros ;
- de la mise à jour du devis de déconstruction du parc REP en exploitation pour (451) millions d'euros (voir note 28.3).

Ils intègrent également un recassement de 465 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé.

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, 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.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre pour la période 2008-2040, qui a fait l'objet des déclinaisons contractuelles successives suivantes :

- la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012 ;
- la signature en mai 2015 d'un contrat d'application fixant les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ;
- la signature le 5 février 2016 d'un avenant fixant les conditions d'application pour la période 2016-2023 qui avait précédemment fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016.

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.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Déchets TFA et FMA	1 066	988
Déchets FAVL	256	252
Déchets HA-MAVL ⁽¹⁾	7 644	7 014
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 966	8 254

(1) Dont provision au titre de la reprise et du conditionnement des déchets.

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 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 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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude intégrant de nouvelles caractérisations pour élargir les solutions de gestion potentielles.

Le scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG, arrêté en 2015 (voir note 28.3), prévoit un séquençement des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement

28.2 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 ;
- 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.

d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification a entraîné, en 2015, une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros et, dans une moindre mesure, de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme de déchets de 332 millions d'euros.

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.

Depuis 2005, 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, CEA). EDF avait effectué une déclinaison 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).

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

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 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 et se poursuivent avec l'ANDRA en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation nucléaire de base à l'horizon 2018. La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de

stockage réversible en couche géologique profonde, constitue un préalable important à l'obtention de l'autorisation de création. Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2021 et l'arrivée du premier déchet en 2030.

La provision pour HA-MAVL intègre également les provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, à hauteur de 581 millions d'euros (dont 452 millions d'euros constitués sur 2016, notamment au titre des déchets MAVL issus de l'exploitation).

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 suivants). 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 ;
- 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 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)	Dotations			Reprises		2016
	2015	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Autres ⁽²⁾	
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	-	472	(23)	(1 494)	10 899
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	156	251	(136)	(34)	3 223
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 930	156	723	(159)	(1 528)	14 122

(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 recassements de provisions.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

**Pour les centrales nucléaires en exploitation
(filiale 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 mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche était estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un examen 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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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 (DGECL), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGECL 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 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.

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 du travail accompli cette année conduisent, 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^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016.

À savoir pour les évolutions limitées :

- 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.

**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 conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également 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.

L'évolution du scénario a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. Elle a également été partagée avec les parties prenantes locales dans les commissions locales d'information de sites concernés. Une nouvelle audition devant l'ASN est prévue mi-2017. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu 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.

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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

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, hormis pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon) pour laquelle la provision a été augmentée de 125 millions d'euros.

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

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 4,2 % au 31 décembre 2016, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015) soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2016 (2,9 % au 31 décembre 2015).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Depuis l'arrêté du 24 mars 2015 le taux d'actualisation doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- 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 4,3 % au 31 décembre 2016 (4,6 % au 31 décembre 2015).

Par un courrier en date du 10 février 2017, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, ont annoncé leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux plafond qui tienne compte de la durée élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intégrerait progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur 4 ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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.

(en millions d'euros)	2016		2015	
	Aux conditions économiques de fin d'année ⁽¹⁾	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé ⁽²⁾	18 460	10 658	16 843	10 391
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽³⁾	29 631	8 966	28 890	8 254
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	48 091	19 624	45 733	18 645
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation ⁽⁴⁾	20 185	10 899	19 636	11 944
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées ⁽⁴⁾	6 431	3 223	6 431	2 986
Derniers cœurs	4 344	2 287	4 113	2 555
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	30 960	16 409	30 180	17 485

- (1) Un montant de 1 368 millions d'euros a été reclassé des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provision pour gestion du combustible usé.
- (2) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion du combustible usé comprend un montant lié à la diminution du devis au titre de prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire du combustible usé qui n'ont plus lieu d'être provisionnées pour (540) millions d'euros. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis de traitement liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.
- (3) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion à long terme des déchets radioactifs comprend un montant de 729 millions d'euros au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, et notamment des déchets MAVL issus de l'exploitation et de la déconstruction des centrales en exploitation. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis Cigbo liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.
- (4) L'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de la déconstruction des centrales nucléaires comprend un montant de 321 millions d'euros au titre de la révision du devis de déconstruction des centrales en exploitation.

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.

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
	31/12/2016	0,20 %	- 0,20 %	0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible usé	10 658	(211)	227	182	(195)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 899	(465)	488	6	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 223	(121)	131	121	(131)
■ derniers cœurs	2 287	(85)	90	-	-
TOTAL	36 033	(1 357)	1 470	690	(765)

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires**

Ces provisions 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 2016 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Dotations		Reprises		31/12/2016
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 814	765	666	(1 136)	(272)	9 837
Avantages à long terme	945	126	22	(83)	—	1 009
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 759	891	688	(1 219)	(272)	10 846

(1) Dont 480 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 401 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (1 194) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (25) 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
Solde au 31/12/2015	28 362	(10 251)	18 111	(68)	(7 284)	10 759
Charge nette de l'exercice 2016	1 168	(272)	896	10	376	1 281
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	2 575	(819)	1 757	—	(1 757)	—
Cotisations versées aux fonds	—	(382)	(382)	—	—	(382)
Prestations versées	(1 218)	407	(812)	—	—	(812)
SOLDE AU 31/12/2016	30 887	(11 317)	19 570	(59)	(8 665)	10 846

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à 2 575 millions d'euros, dont 412 millions d'euros sont liés à des évolutions concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie (ANE) et 2 194 millions d'euros sont liés à l'effet du changement des taux d'actualisation et d'inflation.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Coût des services rendus de l'exercice	480	506
Charges d'intérêts (actualisation)	688	647
Rendement escompté des actifs de couverture	(272)	(296)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	257	305
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	118	(15)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime ⁽¹⁾	–	(50)
Coût des services passés droits acquis ⁽²⁾	–	(31)
Coût des services passés droits non acquis	10	11

IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 281	1 077
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	866	726
Résultat financier	415	351

(1) En 2015, le montant net de (50) millions d'euros est le résultat d'un produit brut pour (185) millions d'euros et d'un amortissement complémentaire des écarts actuariels pour 135 millions d'euros.

(2) En 2015, la loi de financement de la Sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

(3) En 2016, le montant correspond aux dotations d'exploitation pour 891 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (25) millions d'euros.

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)	31/12/2015	Dotations		Reprises		31/12/2016
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	9 814	765	666	(1 136)	(272)	9 837
dont :						
Retraites	7 539	478	516	(930)	(261)	7 343
Charges CNIEG	437	8	12	(14)	–	443
Avantages en nature énergie	1 362	199	104	(118)	–	1 547
Indemnités de fin de carrière	(15)	37	14	(44)	(11)	(19)
Autres	491	43	20	(30)	–	523

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	29 878	(11 318)	(58)	(8 665)	9 837
dont :					
Retraites	23 294	(10 797)	–	(5 155)	7 343
Charges CNIEG	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

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	27 417	(10 251)	(68)	(7 284)	9 814
dont :					
Retraites	21 629	(9 740)	—	(4 350)	7 539
Charges CNIÉG	476	—	—	(39)	437
Avantages en nature énergie	3 916	—	—	(2 554)	1 362
Indemnités de fin de carrière	597	(496)	(43)	(73)	(15)
Autres	799	(15)	(25)	(268)	491

La variation des engagements observée entre 2015 et 2016 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 2,4 % au 31 décembre 2015 et de 1,9 % au 31 décembre 2016), au changement de taux d'inflation (taux d'inflation de 1,6 % au 31 décembre 2015 et de 1,5 % au 31 décembre 2016) et aux évolutions concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie (ANE).

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)	31/12/2015	Dotations		Reprises	31/12/2016
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	945	126	22	(83)	1 009
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	820	90	19	(70)	859
Médailles du travail	102	32	3	(9)	128
Autres	23	4	—	(4)	22

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 11 317 millions d'euros au 31 décembre 2016 (10 251 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 797 millions d'euros et à celle 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)	31/12/2016	31/12/2015
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	11 317	10 251
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	10 797	9 740
dont en % :		
Actions	31 %	29 %
Obligations et monétaires	69 %	71 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	506	496
dont en % :		
Actions	33 %	32 %
Obligations et monétaires	67 %	68 %
Autres actifs de couverture	15	15

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

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 2016 (2,4 % au 31 décembre 2015) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5 % au 31 décembre 2016 (1,6 % au 31 décembre 2015) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,35 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 2,68 % pour 2016 ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,24 % pour 2016

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.

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).

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2015	Dotations exploitation	Reprises		Autres	31/12/2016
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	113	69	(93)	(1)	—	88
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	265	11	—	(12)	(2)	262
■ aux autres charges	591	97	(153)	(5)	(1)	529
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	969	177	(246)	(18)	(3)	879

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2016	Montant brut au 31/12/2015
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 312	12 415	35 416	50 143	46 958
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	–	–	1 245	1 245	561
Autres emprunts	3 973	8	5	3 986	6 727
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	8	19	29	31
■ autres dettes	1 455	3	–	1 458	1 544
Dettes financières (voir note 33)	7 742	12 434	36 685	56 861	55 821
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	7 068	–	–	7 068	6 819
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 023	55	25	7 103	6 623
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	8 539	–	–	8 539	6 994
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	1 813	–	–	1 813	2 082
Comptes créditeurs ⁽³⁾	15 717	–	–	15 717	17 042
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	33 092	55	25	33 172	32 741
Instruments de trésorerie⁽⁴⁾	2 411	2 005	867	5 283	3 969
Produits constatés d'avance⁽⁵⁾	733	943	1 951	3 627	3 698
TOTAL DETTES	51 046	15 437	39 528	106 011	103 048

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 828 millions d'euros (6 682 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2016, ce poste inclut un montant de 1 632 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 258 millions d'euros au 31 décembre 2015).

(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 2016, 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 1 822 millions d'euros (1 874 millions d'euros en 2015). 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 Exelbium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2015	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2016
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	15 174	–	(389)	524	–	15 309
<i>Euro Medium Term Notes</i> (EMTN) en euros	19 083	2 500	(1 100)	–	–	20 483
<i>Euro Medium Term Notes</i> (EMTN) en devises	11 688	2 923	–	(1 273)	–	13 338
Emprunts obligataires	46 958	5 423	(1 489)	(749)	–	50 143
Emprunts long terme en euros	561	725	(41)	–	–	1 245
Emprunts auprès des établissements de crédit	561	725	(41)	–	–	1 245
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	3 744	–	(2 070)	–	–	1 674
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	2 969	–	(731)	60	–	2 298
Emprunts contractuels à caractère financier	14	–	–	–	–	14
Autres emprunts	6 727	–	(2 801)	60	–	3 986
Total emprunts	54 246	6 148	(4 331)	(689)	–	55 374
Avances sur consommation	31	–	–	–	(2)	29
Avances diverses	82	15	(15)	–	–	82
Comptes bancaires créditeurs	200	–	–	–	(66)	134
Débits bancaires différés	14	–	–	–	24	38
Intérêts à payer	1 248	–	–	–	(44)	1 204
Total autres dettes financières diverses	1 544	15	(15)	–	(86)	1 458
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	55 821	6 163	(4 346)	(689)	(88)	56 861

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en euros et francs suisses et une émission d'une obligation senior « Formosa » en deux tranches conclue sur le marché taiwanais (voir note 2.3).

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 1 489 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016**33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE**

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I – Euros		24 429		44		25 824		50 253		91
CHF	1 250	1 164	3,8	2	(1 250)	(1 164)	–	–	–	–
GBP	7 385	8 626	27,9	16	(3 000)	(3 505)	–	5 121	100	9
HKD	1 216	149	0,5	–	(1 216)	(149)	–	–	–	–
JPY	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
NOK	1 000	110	0,4	–	(1 000)	(110)	–	–	–	–
USD	22 027	20 896	67,5	38	(22 027)	(20 896)	–	–	–	–
Total II – Autres devises		30 945		56		(25 824)		5 121	100	9
TOTAL I + II		55 374		100		–		55 374		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au 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 des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% au 31/12/2016	% au 31/12/2015	Montants	Montants	% au 31/12/2016	% au 31/12/2015	
Emprunts long terme et EMTN	49 936			(24 241)	25 695			
Emprunts court terme	3 972			–	3 972			
Dette à taux fixe	53 908	97	98	(24 241)	29 667	54	52	
Emprunts long terme et EMTN	1 466			24 241	25 707			
Emprunts court terme	–			–	–			
Dette à taux variable	1 466	3	2	24 241	25 707	46	48	
TOTAL	55 374	100	100	–	55 374	100	100	

Note 34 Écarts de conversion – passif

Les écarts de conversion – passif présentent au 31 décembre 2016 un gain latent de change de 384 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change (292 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS 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.

(en millions d'euros)	31/12/2016		31/12/2015	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	–	–	1 550	1 550
Swaps de taux long terme				
EUR	7 423	7 423	7 855	7 855
USD	3 463	3 463	3 399	3 399
GBP	3 730	3 730	4 530	4 530
JPY	–	–	107	107
Sous-total	14 616	14 616	17 441	17 441
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	20 619	21 819	18 697	20 528
CAD	662	518	965	965
USD	15 756	14 644	15 841	12 015
GBP	5 624	4 575	3 887	4 902
CHF	141	242	145	276
HUF	458	458	226	362
PLN	1 360	1 432	1 116	1 473
JPY	48	862	107	247
CNY	–	–	136	136
MXN	60	60	71	71
Autres	275	275	149	149
Swaps de capitaux long terme				
EUR	9 315	35 407	8 871	34 470
JPY	–	113	336	106
USD	22 726	5 615	19 565	4 637
GBP	13 011	4 213	16 910	4 930
CHF	1 257	93	738	92
HUF	–	–	–	–
CAD	42	42	42	42
ILS	140	140	136	136
PLN	4	1	323	323
NOK	110	–	104	–
HKD	149	–	144	–
Sous-total	91 757	90 509	88 509	85 860
3 – Swaps de titrisation	350	350	462	462
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	106 723	105 475	106 412	103 763
4 – Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	3	3	2	2
Produits pétroliers (en milliers de barils)	7 634	7 634	5 890	5 890

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valeursées aux cours de change du 31 décembre 2016 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)

	2016	2015
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	273	857
Gains ou pertes latents	(1 252)	(619)
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	136	(3)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	596	306
Instruments de change réalisé (currency swap)	94	526

(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 2016 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ Swaps long terme	132	2 027
■ Swaps court terme	1	–
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme	(102)	8
■ Swaps de capitaux long terme	1 277	14
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	–	(34)
■ Produits pétroliers	–	92
TOTAL	1 308	2 107

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2016, 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				31/12/2016	31/12/2015
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	13 666	20 995	12 490	11 286	58 437	52 204
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 766	14 651	11 587	11 228	45 232	39 546
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	5 080	11 441	10 787	10 974	38 282	32 925
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 686	3 210	800	254	6 950	6 621
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 326	4 299	394	46	8 065	8 829
Engagements liés aux opérations de financement	2 574	2 045	509	12	5 140	3 829
Engagements hors bilan reçus	5 971	9 663	268	174	16 076	11 682
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 574	1 242	268	174	3 258	1 771
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 582	21	–	–	2 603	5
Engagements liés aux opérations de financement	1 815	8 400	–	–	10 215	9 906

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.

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.

Au 31 décembre 2016, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2016	31/12/2015
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	3 361	3 417	3 881	5 810	16 469	14 179
Achats de combustible nucléaire	1 719	8 024	6 906	5 164	21 813	18 746
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	5 080	11 441	10 787	10 974	38 282	32 925

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 43 TWh pour l'exercice 2016 (41 TWh pour 2015), dont 6 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2015), 20 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2015), 8 TWh au titre du photovoltaïque (7 TWh pour 2015) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2015).

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 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 hausse de ces engagements s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats d'achat d'uranium naturel, de services de fluoration et de prestations d'enrichissement conclus avec AREVA en 2016. Ces contrats s'inscrivent notamment dans le cadre de l'approvisionnement en combustibles de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point.

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.

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 et l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV).

Par ailleurs, EDF s'est engagé le 15 novembre 2016 dans un processus de rachat de la société New AREVA NP, filiale d'AREVA NP (voir note 2.4).

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 d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'Edison pour 809 millions d'euros, d'EDF Energies Nouvelles pour 109 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.

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 incluent 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 C2S (voir note 2.5).

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 dit historique 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.

Note 37 Passifs éventuels

COMPTE PERSONNEL DE FORMATION (CPF)

La loi n° 2014-288 du 5 mars 2014 d'application obligatoire au 1^{er} 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 conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF. Par ailleurs, EDF ainsi que les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil, ces jugements ont tous été confirmés par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé des pourvois devant le Conseil d'État contre ces décisions. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification portant sur l'exercice 2008 relative notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement répétable chaque année représente un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 500 millions d'euros à fin 2016.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. La procédure amiable initiée par EDF a abouti favorablement courant 2016.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés 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.

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 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 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 C25 qui détiennent 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2016 (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.

6

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

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 (actuellement en « Portefeuille trésorerie ») (voir note 2.6).

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 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.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2016 est la suivante

(en millions d'euros)	31/12/2016		31/12/2015	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Titres de participation et TIAP C25 (société détenant RTE) ⁽¹⁾	3 905	3 905	2 015	2 580
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ⁽²⁾	13 917	16 027	12 563	14 418
Autres titres immobilisés	1 291	1 477	1 090	1 233
Total actifs dédiés –immobilisations financières	19 113	21 409	15 668	18 231
Créance CSPE ⁽³⁾	4 184	4 288	5 228	5 232
Total actifs dédiés avant couverture	23 297	25 697	20 896	23 463
Instruments de couverture et autres éléments	(20)	(20)	24	17
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE⁽³⁾	23 277	25 677	20 920	23 480

(1) En 2016, 75,93 % de la participation d'EDF dans C25, société détenant 100 % des titres RTE. Les titres C25 affectés aux actifs dédiés à fin 2016 sont classés en « Titres de participation » pour 2 577 millions d'euros et en « TIAP » pour 1 328 millions d'euros. En 2015, 50 % de la participation dans RTE. La valeur de réalisation des titres C25 s'appuie sur le prix de cession (voir note 2.5).

(2) 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 est ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016 et atteindrait 25 653 millions d'euros en 2017 après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 (société détenant les titres de RTE) prévue au premier semestre 2017.

(3) 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 pour un montant de 894 millions d'euros qui a été réinvestie en actifs dédiés (voir note 2.6). Suite à l'opération de cession partielle, la juste valeur de la créance CSPE a été ajustée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

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 2016, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 633 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 75,93 % de la participation d'EDF dans C25, société détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 3 905 millions d'euros au 31 décembre 2016 (2 580 millions d'euros, pour 50 % des titres RTE, au 31 décembre 2015) (voir note 2.5) ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Porterbrook, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG) et Geosel.

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.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2016

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et atteindrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait notamment de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (cf. note 2.1).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procédera dans le mois suivant l'arrêt des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

Après un début d'année en forte baisse, les marchés financiers ont fini sur une note positive malgré un contexte politique international instable, qui a

globalement pénalisé les gestions actives. Dans ce contexte, le portefeuille financier (actions et titres de dette) a été géré de manière prudente avec notamment une sous-pondération des marchés émergents en début d'année. En fin d'année cependant, les écarts d'allocation sur les actions ont été comblés notamment sur les actions émergentes. Sur les taux en revanche, la sensibilité a été réduite afin de protéger le portefeuille contre une remontée des taux.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2016 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, le 5 octobre 2016, EDF Invest et le fonds d'infrastructures hollandais DIF ont annoncé l'acquisition à parité (50/50) de Thyssengas, un des principaux réseaux de transport de gaz régulés en Allemagne.

Le 9 novembre 2016, Atlantia et EDF Invest ont acquis, suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, via leur véhicule Azzurra Aeroporti Srl (détenu respectivement à 75 % et 25 %), une participation de 64 % de la société Aéroports de la Côte d'Azur (ACA), qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Ces participations sont affectées à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosel et C25 (société détenant les titres de RTE).

Sur l'année 2016, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 428 millions d'euros (972 millions d'euros en 2015).

38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	820	–
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	8 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 132	14 930
Provisions pour derniers coeurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	450	462
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	24 358	23 646

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées**39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES**

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
C4B	–	–	–	–	–	(4)
EDF Energy	–	127	–	129	–	1
EDF Énergies Nouvelles	1 158	–	–	–	–	21
EDF Energy UK Ltd. EU	1 506	–	–	–	–	58
EDF International	4 560	–	–	–	–	73
EDF Trading	–	1 243	–	1 264	–	1
Edson Nouveau	220	–	–	–	–	2
Enedis	–	123	–	1 776	–	–
Dalkia France	1 068	–	–	92	–	26
Groupe PEI	926	–	–	–	–	21
SOCODEI	50	–	–	–	–	–
RTE	–	218	–	91	–	30
Compte courant Enedis	–	–	–	2 378	–	–
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽²⁾	–	–	5 217	–	(3)	–
Convention d'intégration fiscale	–	88	–	1 256	–	–
Convention de placement des liquidités des filiales	–	–	1 497	–	(10)	–

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF Trading : 1 560 millions d'euros et EDF Energy : 1 433 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 85,62 % du capital d'EDF au 31 décembre 2016. 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.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

6

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages combustibles) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 a approuvé les termes du contrat relatif à la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New AREVA NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP (voir note 2.4).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat AREVA Mines couvrant la période 2021-2030 ;

- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC 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 ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC, un contrat de fabrication avec AREVA NP.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.1.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont 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.

EDF et AREVA 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.

Enfin, EDF détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

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 n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné 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. Ainsi, EDF acquiert sur le marché ou par la réalisation d'investissements dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) l'ensemble des crédits d'émission restitués annuellement.

En 2016, EDF a restitué 7 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015. En 2015, EDF avait restitué 9 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014.

Au 31 décembre 2016, le volume des émissions s'élève à 8 millions de tonnes (7 millions de tonnes au 31 décembre 2015).

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

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.

Ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1^{er} 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^{er} 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.

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

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX
COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2016

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)	2016	2015
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	452 868	500 236
Administrateurs ⁽²⁾	475 500	311 055

(1) Le Conseil d'administration du 8 avril 2015 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre des exercices 2014 et 2015 et décide que cette rémunération serait calculée, au titre de l'exercice 2014, au prorata à compter de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim le 23 novembre 2014, soit un montant à verser au titre de l'exercice 2014 correspondant à 47 368 euros bruts versés en 2015. Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2016 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016.

(2) En application de l'ordonnance du 20 août 2014, le nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence au sein du Conseil d'administration renouvelé le 23 novembre 2014 est passé de 5 à 11 administrateurs. 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 augmentation de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, pour la porter à 510 000 euros (au lieu de 440 000 en 2015), au seul titre de l'exercice 2016, afin de rémunérer spécifiquement les 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 du contrôle de la société AREVA NP.

Note 42 Événements postérieurs à la clôture

Des développements postérieurs à la clôture relatifs notamment à l'évolution à compter de 2017 du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions nucléaires sont mentionnés en notes 28.5.1 et 38.2.4.

42.1 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.

42.2 CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 13 FÉVRIER 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

EDF a l'intention de procéder à cette augmentation de capital avant la fin du premier trimestre 2017, si les conditions de marché le permettent et après obtention du visa de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) sur le prospectus. Cette opération sera réalisée, après nouvelle délibération du Conseil d'administration, en vertu de la délégation de compétence qui lui a été accordée par la deuxième résolution adoptée lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société du 26 juillet 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

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(12)後発事象」ならびに2016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。

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、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。当該訴訟は現在係属中である。

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。

当該訴訟の枠内において、ECは、フランス政府がフランスにおける水力発電委託の大部分をEDFに発注し、またそれらをEDFとの間で更新したことは、フランスの電力小売供給市場における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2015年10月22日付の正式通知を、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、主要な利害関係を有する第三者として当該正式通知の写しを受領し、当該正式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とされた事実に対して強く異議を唱える意見を送付した。

2016年12月31日現在、欧州委員会とフランス政府の間の議論は継続している。

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。

2016年12月末現在、133件の訴訟が継続していた（110件はEDF、23件はEnedisに対するものである。）。

2016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、27.148百万ユーロに達した。

訴訟手続の数は2010年から一定している（各年の新規訴訟は約20件）。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無い見込みである。財務リスクに対し、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の控訴院に上訴した。

2015年5月21日、パリの控訴院は、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。

2015年6月16日、ADLCはフランスの破毀院に上訴した。EDFもまた2015年6月19日に同院に上訴した。破毀院の判決は2017年度下半期中に言い渡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、パリの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。控訴院は、2015年5月21日に判決を言い渡し、当該訴訟は再開された。2017年2月21日付の判決において、商事裁判所は、2015年5月21日付の決定（上記「Solaire Direct」訴訟を参照。）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。

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。当事者間で何通かの書面のやりとりが行われているが、審理の予定は未定である。

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、購入契約の要求が増大し、CSPEにより補償されるコストが大幅に増加する可能性がある。続いて、一連の省令が公表され、購入価格を引き下げた。

かかる価格引下げは、この契約要求の流れを止めるために充分では無かったため、政府は、2010年12月9日付の命令により、一時的かつ遡及的にEDFの太陽光発電による電力の購入義務を停止し、また、2010年12月2日までに接続要求を最終決定していない発電事業者に対する購入価格を引き下げた。

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） EDFの子会社および持分に関する法的手続」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。フランスの破産院は、2015年6月9日付決定（緑色／黄色）において、保険業者により保証金は支払われるべきであると判断し、Enedisの法的責任を認めた。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。

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。

- ・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。
- ・ヴェルサイユ控訴院が2016年9月20日に2006年および2010年の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付託した後、定期的に訴訟手続の中止を申し立てている（予備決定の付託の原因についての詳細は、「第6 3（2） EDFの子会社および持分に関する法的手続 - 太陽光発電事業者訴訟」を参照。）。裁判所および控訴院の多くは、訴訟手続の中止に同意している。

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。かかる決定は、手続の結果には影響しない。ADLCによる調査の結果、EDFの行為が競争を阻害するものであるとの決断が下された場合、ADLCは、フランス商法第L.464-2条に従い、EDFに対し金融制裁を科す可能性がある。科される可能性のある罰金の額は、申し立てられた事実の重大性、経済に与えた損害の重要性およびその企業の状態に比例して決定され、当該企業の全世界における税抜きの上高の10%を上限とする。

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。

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。

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。

容量メカニズムの調査

2015年11月13日、欧州委員会は、フランスの容量メカニズムがEUの政府補助金規則に適合するか否かを判断するために、当該メカニズムの実施に対する徹底的な調査を開始した。EDFは、利害関係を有する第三者として、2016年2月5日付の欧州連合官報において公布された当該決定を受けて、かかる決定に対し欧州委員会に意見を提出した。

2016年11月8日に下された決定において、欧州委員会は、フランスが提案したいくつかの解決案を受けて、修正後のフランスの容量メカニズムがEUの政府補助金規則に適合するとの裁定を下した。EDFの知る限り、この決定は、上訴の対象となっておらず、したがって最終的なものとなった。

労働訴訟

EDFは、とりわけ労働時間について、従業員との間で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、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、特に土壌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。2017年3月6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、RTE、EnedisおよびÉlectricité de Strasbourgにも関わる問題である。当グループは、税務当局の見解に異議を申し立てた。フランス国家委員会は、直接税および売上高税に関してRTEおよびEDF SAに有利な複数の判断を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、EDF SAならびにRTEおよびÉlectricité de Strasbourgの子会社に有利な複数の判決が下されたが、これらはすべて、ヴェルサイユ行政控訴院により支持された。税務当局は、当該決定についてフランス国務院に上訴した。これらの紛争につき、当グループに不利益な結果となった場合、法人税の支払いに関する当グループの金融リスクは、約250百万ユーロに達する。

2011年末、EDFは2008事業年度に向けた、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る可能性があり、これには、2016年末現在で約500百万ユーロの法人税の支払いに関する金融リスクが含まれている。

さらに、当社は、British Energyを買収することに関連して、EDFによって自身の間接的な子会社であるLake Acquisitions Limitedに供与された無報酬の前払金に関連する税務当局による調整に関する通知を受領した。EDFが開始した示談手続は、2016年に無事終了した。

税務当局は、当社に上記の継続的な調整に関する通知を送付し、また、2012事業年度および2013事業年度における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。

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。

ガス供給契約の終了後の仲裁

2012年8月2日に、EDFは、ガス供給業者のうちの1つにより国際商業会議所（ICC）に提出された仲裁に関する要求を受領した。当該供給業者は、1年間の契約期間が残っていたにもかかわらず、天然ガス供給に関する4年契約を終了させたとしてEDFに対して異議を唱え、100百万米ドルの補償金を要求した。

2016年9月7日付の決定において、仲裁裁判所は、ガス供給業者による要求をすべて棄却した。

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13百万ユーロ（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。2016年11月24日に方針決定のための審理が行われ、次回の審理は2017年3月2日に予定されている。

ピュジョイ5

今後10年間にわたり稼働を継続するために、ピュジョイ施設の原子炉5号機に対して3回目の安全審査が実施されたことに引き続き、ASNは、追加の要件を定める決定を2014年12月23日に採択した。2016年3月、スイス連邦、ジェネーヴ州およびジェネーヴ市は、上記のASNの決定の取消しならびにピュジョイの原子炉5号機の今後10年間にわたる稼働の継続を認可するために環境・エネルギー・海洋担当大臣によりなされた（と主張する）黙示の決定の取消しを求める訴えを国務院に起こした。最終となった2016年6月24日付政令により、国務院の第6会議所の長官は、ジェネーヴ市、スイス連邦およびジェネーヴ州が提起した訴えを、許容できないとの理由で却下した。

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。当該訴訟は、係属中である。

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CGNIは、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（*Code de Procédure Civile*）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29日にパリの控訴院において審理が行われる。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、合憲性に関する予備決定（*question prioritaire de constitutionnalité*（QPC））を申し立てた。

EDF SAの中央企業委員会によるパリ地方裁判所の急速審理裁判官への申立て

2016年7月22日付政令において、CCEは、EDF SAに対し、パリ地方裁判所の急速審理裁判官に申立てを行うことが認められ、2016年8月2日（火曜日）にその審理が行われた。CCEはとりわけ、CCEの情報・協議手続の妥当性および十分な情報を得た上で判断するために必要な追加書類の提供要求に関して2016年9月22日付の審理で同裁判所により決定が下されるまで、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最終投資決定の第4項目を2016年7月28日開催のEDFの取締役会の議題から外し、また（場合により）懸案中の決定が2016年7月28日のEDFの取締役会の開催後になされる場合には、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最終投資決定に関する取締役会の決議事項のすべての効力を2016年7月28日の取締役会終了時に停止するよう、裁判官に求めた。8月5日付政令において、取締役会の決定の効力停止を正当化させるような差し迫った損害は発生していないため急速審理の要件を満たしていないとし、パリ地方裁判所の急速審理裁判官は、CCEの申立てを棄却し、フランス民事訴訟法第700条に従い、CCEに対し、EDFに3,000ユーロを支払うよう命じた。

EDF SAの従業員を代表する取締役5名によるパリ商事裁判所への申立て

EDFの従業員を代表する5名の取締役は、とりわけEDFの取締役がすべての必要な情報を提供されておらず、一部の取締役に利益相反が生じる可能性があるとして主張し、パリ商事裁判所においてEDFに対し、2016年7月28日のEDFの取締役会におけるヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する決議事項の取消しを求める訴訟を提起したが、EDFはこれに対して異議を申し立てた。当事者は、11月14日に答弁を行い、2017年度第1四半期中に判決が下される予定である。2017年2月7日付の決定に従い、パリ商事裁判所は、当該訴訟を棄却した。

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。

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（フランス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（1つ目は2016年4月1日以降、もう1つは2014年1月1日以降）行ったことが有罪となるかについて2つの調査を実施した。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、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は要求された情報を提供し、現段階で、CNILは情報を検証しているが、このことは、これらの検査の後に行われる措置に影響を及ぼさない。

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、フランマンビル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。蒸気発生器を調査している間、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、JCFE（日本鉄鋼株式会社）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・クルーゾの工場（AREVA）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に対し、偽造文書の使用（*usage de faux*）、無謀な危険行為（*mise en danger délibérée de la vie d'autrui*）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・クルーゾ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・クルーゾ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。

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。当該調整の理由は、労働災害および職業病（*accident du travail et maladies professionnelles*（AT / MP））に対する給付引当金の損金算入の可能性について言及しており、当グループにより異議が申し立てられている。直接税および売上高税に関するフランス国家委員会は、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、RTEに有利な複数の決定を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、この点に関してRTEに有利な判決がいくつか下され、2005事業年度から2007事業年度についての判決は、2015年7月にヴェルサイユ行政控訴院により支持された。関係当局はかかる判決に対して国務院に上訴を提起した。

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、2009年末に、当社に対し、連結以来の配当に関連する株式を含む2004事業年度、2005事業年度および2006事業年度の会計監査に関して修正の提案を送付した。この調整の申立てについては、当グループにより異議が申し立てられている。

2015年に、Enedisは、2012事業年度および2013事業年度について同内容の調整の提案を受けた。この調整に対してもまた、Enedisにより異議が申し立てられている。

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） 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賠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、この申立てを支持している。

TURPE 3 および TURPE 4 の金額決定に対する異議

国務院は2012年11月28日付の決定において、2010年から2013年の配電網の使用について料金を定めている、2009年5月5日付および同年6月5日付のTURPE 3 の金額に関する決定を取り消した。

「平均加重資本コスト」（AWCC）を定めるために使用する手法が、かかる取消しの理由となった。国務院は、当該手法が、「長期資産の更新に関する規定に加えて、委託者が、契約終了の際に委託に属する資産を無料で回収する権利に相当する、委託に関する特定の勘定（略）」を考慮していないことを理由に当該手法を「法的に不適當」とであるとみなした。

国務院の決定を考慮に入れるため、政府は、2009年8月1日から2013年7月31日の期間に遡及的に適用される、CREによる提案に基づくTURPE「3の2」と呼ばれる料金を承認した。TURPE 4 の効力発生日は2014年1月1日に延期され、2013年7月31日から2013年12月31日の期間に適用されるTURPE「3の3」と呼ばれる料金が設定された。

2013年12月12日、CREはTURPE 4 決定を採択した。資本収益率を計算するために使用された手法は、2012年11月28日に国務院が言い渡した上記の決定を反映している。概略的に、かかる手法において、資産の基準は（ ）Enedisが調達した資産のみを含む（したがって、委託を付与する当局により調達される（無リスクの利率が適用される）資産を除く）「規制株主資本」基準および（ ）Enedisが調達したか否かに関わらず、資産にマージン（またはリスク・プレミアム）が適用されるEnedisの運用資産すべてを含む「規制資産基準」の2つに分けられている。

2014年2月17日、Direct Énergieは、2013年12月12日に採択されたCREのTURPE 4 決定に関して国務院に控訴した。Direct Énergieはその訴えにおいて、かかる手法が、フランス・エネルギー法（*Code de l'Énergie*）のL.341-2条において言い直された、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欧州議会および欧州理事会の2009年7月13日付規制第714/2009号第14条に反すると主張した。当該条項には、「電力網事業者が電力網へのアクセスについて課す料金は（中略）実際に発生したコストを織り込むべきである」とある。また、Direct Énergieは、かかる手法では、配電事業者が自身で調達していない資産に対してもリスク・プレミアムが適用されるため、Enedisに過度に高い収益率をもたらしたと主張している。国務院は、2016年5月13日に言い渡した決定において、TURPE 4 の資本収益率を計算するために使用されている手法を有効とし、決定の取消しを求めるDirect Énergieの訴えを棄却した。国務院は、かかる手法が、規制自己資金／自己資本基準と規制資産基準を区別し、それぞれの要素が異なる収益率を有する点で、CREが委託契約に基づく特別な会計規則に織り込んだTURPE 3 に関する前回の決定で定めた原則に従ったものであるとの裁定を下した。また、国務院は、（ ）Enedisがこれらの資産を正常な状態で返却する義務があることおよび（ ）Enedisが手数料を支払っていることから、委託を付与する当局により調達される資産についても、リスク・プレミアムにより補償された事実の正当性を確認した。最後に、国務院は、TURPEが政府補助金に該当しないこと、および決議が季節時間帯別価格設定について定めていることも付け加えた。

UFC Que Choisir協会によるCoRDISに対する申請

2014年6月25日、UFC Que Choisir協会は、紛争解決および紛争制裁に関する委員会であるCoRDIS（*Comité de règlement de différends et des sanctions*）に、EnedisがEDFからの独立性を確保する義務を違反しているとしてその解散を求め、申請書を提出した。かかる手続は審理中である。

Direct Énergie

2015年12月31日、Direct Énergieは、供給業者との間で単一の契約（*contrat unique*）を結んでいる顧客の管理について支払われた報酬に関して、Enedisに対する訴訟をパリ商事裁判所に提起した。2016年5月、当事者は、当該紛争につき法廷外で和解に達した。

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）（ ）（二）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。当該訴訟手続は係属中である。

EDF International

EnBW

2010年12月6日に調印され、2011年2月17日に最終となったEDFグループによるEnBWの株式譲渡に際し、バーデン・ヴェルテンベルク州における取得元となったドイツ企業Neckarpri GmbHは、2012年2月にEDF Internationalに対し、国際商業会議所において仲裁を申し立てた。

Neckarpriは、EnBWのEDFグループ保有株式を取得するために支払った金額の水準は過剰であり、そのために違法な政府補助金を使用したと訴えた。これを根拠に、Neckarpriは主に、過払いであったとされる金額の払戻しを主張している。当初、かかる金額は仲裁の要求として20億ユーロと見積もられていたが、2012年7月にバーデン・ヴェルテンベルク州が命じた専門家報告書の中で、834百万ユーロに再度見積もられた。Neckarpriは、2012年9月に自身の主な主張にかかる金額まで引き下げることを認めた。その代わりに、NeckarpriはEnBWのEDFグループ保有株式の販売取消しを求めた。

EDF Internationalは、根拠がなく不当であるとみなす、仲裁によって生じた損失について損害賠償を請求する反訴を提起した。

2016年5月6日に仲裁裁判所はEDF Internationalに有利な判決を下し、その主張を支持し、EDF Internationalに対してなされたNeckarpriのすべての請求を棄却した。EDF Internationalの反訴は認められなかった。

仲裁裁判所は、Neckarpriおよびバーデン・ヴェルテンベルク州が、仲裁費用の75%を支払い、EDF Internationalに対し当該手続に関して発生した訴訟費用の合計4百万ユーロを支払うことを裁決した。Neckarpriは、2016年6月3日に当該金額を支払った。

ハンガリー - BE ZRt

政府補助金に関する欧州規則に基づく公式調査に続き、欧州委員会は2008年6月4日、ハンガリー政府に、2008年末までに既存の長期電力エネルギー購入契約（PPA）を終了させること、およびハンガリーが欧州連合に加盟した2004年5月1日以降に発電事業者が受領した政府補助金を2009年4月までに全額払い戻すことを要求する決定を言い渡した。BE ZRtは、2009年5月4日、かかる決定に対して欧州連合一般裁判所（EGC）に異議を申し立てた。

ハンガリー政府は、欧州委員会の決定に対して不服申立ては行っておらず、ハンガリー議会は、すべてのPPAを2008年12月31日に無償で終了させる法律を2008年11月10日に制定した。2010年4月下旬に、ハンガリー政府および欧州委員会は、回収不能コストを支払われる政府補助金で相殺決済する原則を受け入れた。その結果、BE ZRtには、返済しなければならない不法な政府補助金は存在しなかった。

BE ZRtはかかる決定の取消しを求める訴えを提出したが、EGCはこれを2012年2月13日付決定により棄却した。しかし、BE ZRtにかかる政府補助金を返済する義務が及ばない限り、また継続中の仲裁（後述を参照。）に対して直接の影響がないことから、BE ZRtはかかる決定に対して上訴しなかった。

BE ZRtは、PPAが終了した後に事業を続けるため、MVM（ハンガリー唯一の国営電力購入会社）との間で、2013年までの期間につき発電高の半分を対象とした電力販売に関する8年契約を締結した。また、残りの半分の発電高の販売については、「コーゲン命令」（2008年11月28日に、ハンガリー政府が採択した再生可能エネルギーおよびコジェネレーションの価格を含めた諸条件について定めている命令。「コーゲン」命令として知られている。）による恩恵を受けた。しかしながら、ハンガリーは、2011年3月16日に、2011年7月以降のハンガリーにおけるコジェネレーションの支援を終了させる電気に関する法律の改正を採択した。

そのBE ZRtへの投資が、当該企業の民営化後に行われ、その特定の条件が現在悪化しているEDF Internationalは、ハンガリー政府に対して、2009年5月12日に、UNCITRALの規則に従いECTに基づく仲裁通知を送付した。EDF Internationalは、ハーグ常設仲裁裁判所に対して、（ ）PPAの損失に対する損害賠償（現在BE ZRtの収益合計を制限している「暖房」令を考慮して、被った損失の評価額は約290百万ユーロ）を求める申請および（ ）PPAの終了により生じた回収不能コスト（評価額は約300百万ユーロ）の払戻しを求める申請の手続をとった。欧州委員会は、法廷助言者としてかかる法的手続に関与した。

仲裁裁判所は2014年12月3日付で仲裁裁定書を発行し、EDF Internationalの訴えを支持し、ハンガリー政府に対し107百万ユーロ（それに利息を加えた額）の支払いを命じた。仲裁裁判所は、ハンガリーがETCを2つの点で違反したと評決を下した（第一に電力購入契約の終了後の補償金が欠如していたこと、第二に、「暖房」令の採用がETCの個別の違反を構成すること。）。

2015年1月20日、ハンガリーはスイスの連邦裁判所に、かかる仲裁裁定書に異議を申し立て、申請書を提出した。

スイスの連邦裁判所は、2015年10月6日に下した判決において、ハンガリーの異議申立てを全面的に棄却し、EDF Internationalに対し、200,000スイスフラン（179,500ユーロ）の損害賠償を費用として支払うことを命じた。ハンガリーはこの金額を支払った。仲裁裁定書は確定的なものであり、これ以上の上訴が行われることはない。

2016年12月27日、ハンガリーは、仲裁裁定書の額面額およびそれに係る利息をEDFに支払い、その金額は合計111.6百万ユーロに相当した。

租税紛争

EDF Internationalの2008事業年度および2011事業年度に関する税務調査の結果、2011年後半および2013年後半に修正提案がなされた。2つの主な調整の申立ては、合計約265百万ユーロに達しており、かかる申立ての1つ目は、2009年末に計上されていた価値の損失および自身の米国子会社であるEDF Inc.にCEG株式を寄与後、EDF Internationalの収益から差し引かれた価値の損失に関するものであり、2つ目は、British Energyの買収の借換えのために作成された転換社債の評価に関するものである。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、2012年にこれらの調整の申立てに対して異議を唱えた。2015年、EDF Internationalが開始したCEG株式の評価に関するフランス・米国間の示談手続が終了し、当社に対して通知された税金調整が取り消されることとなった。

さらに当局は、2012事業年度および2013事業年度の転換社債の評価に関する調整を更新した。

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グループに命じた。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棄却し、清算人のすべての請求(特にEDF ENRグループに対して申し立てられたもの)を棄却した。裁判所は、事実上の管理はなされていなかったか、または不適切な管理もなかったとして、本質的には、ともに予測不可能な事象である2008年の経営危機および主要株主の過失が、本プロジェクトの継続的な遂行において主要株主に代わる信頼できるパートナーの代理人の不在とあわせて、本プロジェクトの失敗を招いたとの判決を下した。

清算人は、控訴審の2015年3月19日付判決に対して、破産院に上訴した。

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うえ、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。現在のところ、審理日は設定されていない。

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 (旧AEM 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、Delmi、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。

Ausimontの売却に関する手続(ブッシ)

ペスカーラ(アブルツォ地方)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 Sollexis 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 Sollexis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 Sollexis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。初回審理は、2016年12月12日に行われた。この審理の後、同院により、2017年度上半期中に本件の判決が下される見込みである。

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。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。）。現在まで、ピエモンテの国務院にて行われる予定の審理は無い。

2015年12月18日、重罪院における裁判において、Aussimontの旧経営陣およびMontedisonは、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。その決定に至った根拠を含む判決は、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。現在まで、予定されている審理は無い。

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のほか、次回の審理日（2017年9月26日）も決定された。

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きに関与している。これらの刑事訴訟手続きには、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。

2016事業年度終了後に開始された訴訟

2017年2月2日、Enedisは、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て、国務院に訴えを起こした。

2017年2月3日、Enedisの株主としてEDFも、同じCRE決定の取消しを求めて、国務院に訴えを起こした。

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2016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、2016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しう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、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。ただし、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、専用資産の特殊な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。

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。

(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) 負債と資本の区分

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、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。

(14) 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び期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(15) 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。

(16) 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每期費用処理する。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。

(17) 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。

(18) 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。

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分類および会計処理される。

）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。

）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。

）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(15)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) 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

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。

事業年度の終了

毎年12月31日

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。

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。

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

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。

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。

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。

配当

- ()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。
 - ()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。
 - ()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い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。
- ()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) 配当の際の課税関係」を参照。

売買損益

- () 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。
- () 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。

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 有価証券報告書およびその添付書類 (自 平成27年 1 月 1 日 至 平成27年12月31日)	平成28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 上記(イ)の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 半期報告書およびその添付書類 (自 平成28年 1 月 1 日 至 平成28年 6 月30日)	平成28年 9 月30日関東財務局長に提出
(ニ) 半期報告書の訂正報告書 上記(ハ)の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 臨時報告書およびその添付書類 (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) 訂正発行登録書 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
(ト) 発行登録追補書類 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 S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés
Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (le « Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes annexes aux comptes consolidés :

- le changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016 décrit en note 3.1 de l'annexe et relatif à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales REP 900 MW en France ;
-
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 de l'annexe aux comptes consolidés. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées aux cycles de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie qui rend difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et pour évaluer les pertes de valeurs enregistrées (notes 1.3.15, 13 et 23) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45) ;
- aux modalités de comptabilisation du mécanisme de compensation et du déficit de collecte des Charges de Service Public de l'Energie (notes 4.4 et 36.3).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

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.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 13 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Jean-Louis Caulier

Alain Pons

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

2016年12月31日終了年度

株主各位：

貴社株主総会における法定監査人としての選任に基づき、私たちは、貴社に対し2016年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「グループ」という。）の連結財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により定められている特定の検証

連結財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの連結財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 連結財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、連結財務諸表上の金額および開示事項の基礎となった証拠をサンプリングによる試査またはその他の抽出方法により検証することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針および行われた重要な見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することを含んでいる。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。

私たちの意見では、当該年度の連結財務諸表は、欧州連合において採択されたIFRSに準拠して、グループの資産負債および財政状態、ならびにグループの経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

私たちの意見を限定することなく、私たちは、連結財務諸表に対する注記に詳述された以下の事項について、注意を喚起する。

- ・ 注記3.1に記載された、フランスの900MW PWR発電所の会計上の減価償却期間の50年への延長に関連する2016年1月1日現在における会計上の見積りの変更の影響
- ・ 原子力発電関連長期引当金の評価額は、連結財務諸表に対する注記1.3.2.1および29に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定に依るものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、原子力発電所の減価償却期間、および予測現金支出額に関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 評価の妥当性

フランス商法L.823 - 9条の求めるところに従い、私たちは、以下の事項に関連して私たち自身の評価を行っている点について、注意を喚起する。

経営者による判断および見積り

連結財務諸表に対する注記1.3.2には、グループの資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が判断を行い見積りを設定する、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは長引く市場の下落という状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

具体的には、グループは以下に関連する情報を連結財務諸表に対する注記に記載している。

- ・ のれんおよび長期性資産の減損テストおよび減損損失の認識に使用された主要な仮定および兆候（注記1.3.15、13および23）
- ・ 従業員給付引当金、その他の引当金および偶発債務（注記31、32および45）
- ・ 公共エネルギー・サービス費用に関する資金調達・補償メカニズム（Compensation des charges de Service Public de l'Énergie）の補償不足額の会計処理に使用された方法（注記4.4および36.3）

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データ、仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよびグループが実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続きをレビューし、連結財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

これらの評価は、全体としての連結財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の検証

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、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。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セーヌ、2017年2月13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

Jacques-François Lethu Jean-Louis Caulier

Alain Pons Anthony Maarek

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016 sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Electricité de France S.A. (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes annexes aux comptes annuels :

- le changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2016 décrit en note 2.1 de l'annexe et relatif à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales REP 900 MW en France ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.2.1 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées aux cycles de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie qui rend difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités d'évaluation des immobilisations financières (notes 1.7. et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.2.2, 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37) ;
- aux modalités de comptabilisation du mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie et du déficit de collecte de CSPE (notes 3.3 et 18.6).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 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.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 13 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Jean-Louis Caulier

Alain Pons

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

2016年12月31日終了年度

株主各位：

貴社株主総会における法定監査人としての選任に基づき、私たちは、貴社に対し2016年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「会社」という。）の財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により要求される特定の検証

財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、財務諸表上の金額および開示事項の基礎となった証拠をサンプリングによる試査またはその他の抽出方法により検証することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針および行われた重要な会計上の見積りの評価も含め全体としての財務諸表の表示を検討することを含んでいる。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。

私たちの意見では、当該年度の財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の資産負債および財政状態、ならびに経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

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に詳述された以下の事項について、注意を喚起する。

- ・ 注記2.1に記載された、フランスの900MW PWR発電所の会計上の減価償却期間の50年への延長に関連する2016年1月1日現在における会計上の見積りの変更の影響
- ・ 原子力発電関連長期引当金の評価額は、財務諸表に対する注記1.2.1および28に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定に依るものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、原子力発電所の減価償却期間、および予測現金支出額に関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 私たちの評価の妥当性

フランス商法L.823 - 9条の求めるところに従い、私たちは、以下の事項に関連して私たち自身の評価を行っている点について、注意を喚起する。

会計原則および方法

財務諸表に対する注記1.3、1.7および1.16には、引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに関連する収益の会計処理および評価、金融投資の評価および従業員給付引当金の決定に適用された原則および方針について記載されている。

会社の会計原則および方法に対する私たちの評価の一環として、私たちは、会社が適用した会計処理方法および財務諸表の注記に開示された情報の適切性、また、これらの会計処理方法の適用方法の適正性についての検証を行った。

経営者による判断および見積り

財務諸表に対する注記1.2には、会社の資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が判断を行い見積りを設定する、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは長引く市場の下落という状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

具体的には、会社は以下に関連する情報を財務諸表に対する注記に記載している。

- ・ 投資の評価（注記1.7および18）
- ・ 従業員給付引当金（注記1.2.2、1.16および30）、その他の引当金および偶発債務（注記1.15、27および37）
- ・ 公共エネルギー・サービス費用に関する資金調達・補償メカニズム（Compensation des charges de Service Public de l'Énergie）の補償不足額の会計処理に使用された方法（注記3.3および18.6）

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データ、仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよび会社が実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続きをレビューし、最後に財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

これらの評価は、全体としての財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の検証

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。

取締役会の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示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。

フランス商法L.225-102-1条が定めるところに従って示された取締役の報酬および給付ならびに付与された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、および、該当する場合には会社を支配する会社または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。

フランスの法律に従って、私たちは、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。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2017年2月13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

Jacques-François Lethu

Jean-Louis Caulier

Alain Pons

Anthony Maarek