

【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】 令和元年6月28日
【事業年度】 第2018年度（自 平成30年1月1日 至 平成30年12月31日）
【会社名】 フランス電力
(Electricité de France)
【代表者の役職氏名】 会長兼最高経営責任者 ジャン・ベルナール・レヴィ
(Jean-Bernard Lévy, Chairman and Chief Executive Officer)
【本店の所在の場所】 フランス パリ市 75008 ワグラム通り 22番地30
(22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris, France)
【代理人の氏名又は名称】 弁護士 柴田 弘 典
【代理人の住所又は所在地】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号
大手町パークビルディング
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6775-1039
【事務連絡者氏名】 弁護士 金 村 直 弥
同 村 上 沙 織
同 渡 邊 淳 平
【連絡場所】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号
大手町パークビルディング
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6775-1323
【縦覧に供する場所】 該当なし

注(1) 本書中、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、2019年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行によるユーロの日本円に対する対顧客電信売買相場の仲値である1ユーロ=121.74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）	放射能測定のため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。
フランスのエネルギー規制委員会（CRE）	CREは電気およびガス市場が適切に機能するよう保証するため2000年3月30日に設立された。CREは、独立した機関としてフランスのエネルギー市場の開放を統制する。CREは、すべての発電業者と有資格顧客が平等に電力網に対しアクセスできるよう保証する。管轄権内において、当委員会は監視、認可およびすべての紛争の解決を行い、また必要な場合に制裁措置を課す。CREの権限の詳細は「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。
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。
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。

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。
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。
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。
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、独立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。
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。
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。
フランスの地方配電会社（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。
複数年にわたるエネルギー計画（PPE または <i>Programmation pluriannuelle de l'ée Iram</i> ）	フランスにおける公的機関は、法律により定められる目標（2050年のカーボン・ニュートラルを含む。）を達成するために、「PPE」と呼ばれる業務計画の形式で、エネルギー分野における活動の優先事項を示す。フランス本土のPPEは、政府によって策定される。PPEは、将来におけるフランスのエネルギー構成を提供するために、互いに補完し合うすべてのエネルギー分野の道筋を定める。
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。
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。揚水発電所は、上部貯水池と下部貯水池の2つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、タービンが回ると下部貯水池から上部貯水池に向かって水が汲み上げられる。
貯蔵	貯蔵とは、施設内に放射性廃棄物の格納容器を安置し、確実に長期管理を行う（すなわち、安全な条件下で長期リスク統制を可能にする）ことである。
システム・サービス	システム・サービスとは、送電網事業者であるRTEと発電事業者の共同作業によって利用者（消費者または発電事業者）に提供されるサービスをいう。システム・サービスは、電力消費量と発電量との均衡を常時維持するために周波数および電圧を制御することを目的としている。RTEは、発電事業者の初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。
サーム（th）	1 サームは1,163KWh、または4,186百万ジュールに相当する。
送電網	発電所から配電網または直接接続している工業用地への高圧および超高圧送電網。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。

ウラン	天然の状態では、3種の主要な同位体（元素の原子が電子および陽子を同数有するため同じ化学的特性を有するが、中性子数は異なる。）を含む混合物である。 ・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。
廃棄物管理	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 (*Établissement Public industriel et commercial*、またはEPIC) の形態で設立された。

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

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

① 名称および登記上の本店

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

当社の本店は、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に位置する。

② 商業登記、APE番号

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

APE番号は、401 Eである。

③ 設立

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

2005年11月21日以降、EDF株式は、金融商品市場に関する2014年5月15日付欧州議会および欧州理事会指令2014/65/ECの目的上の規制市場であるユーロネクスト・パリに上場している。2018年12月31日現在、フランス政府により2,518,498,450株（資本金の83.67%およびEDFの議決権の83.77%）、機関投資家および個人投資家により453,361,661株（資本金の15.06%およびEDFの議決権の15.08%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により34,679,546株（資本金の1.15%およびEDFの議決権の1.15%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式 (*auto contrôle*) として3,728,019株（自己資本の0.12%を占め、議決権はない。）を保有している。

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

④ 法律文書の閲覧

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

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

Document de Référence)を提出し、2012年4月10日に第D.12-0321号(2011年*Document de Référence*)を提出し、2013年4月5日に第D.13-0304号(2012年*Document de Référence*)を提出し、2014年4月8日に第D.14-0312号(2013年*Document de Référence*)を提出し、2015年4月14日に第D.15-0344号(2014年*Document de Référence*)を提出し、2016年4月29日に第D.16-0448号(2015年*Document de Référence*)を提出し、2017年3月6日に第D.17-0125号(2016年*Document de Référence*)を提出し、2018年3月15日に第D.18-0133号(2017年*Document de Référence*)を提出し、また2019年3月15日に第D.19-0157号(2018年*Document de Référence*)を提出した。かかる年次報告書には、本書の開示前各2事業年度の当社および子会社の財務書類記録が含まれる。さらにEDFは、公開会計項目ならびに当社の組織、事業、リスク、財務状態および業績に関連する新事実に関する最新情報をAMFに対し定期的に提出する場合がある。

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

⑤ 事業年度

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

⑥ 株式

株式会社の資本は、37,000ユーロ以上または(公募を行う会社の場合には)225,000ユーロ以上でなくてはならない。株式会社の資本は、株式に分割される。フランス法の下では、(当社のように)その株式が規制市場において取引されることが認められている会社の株式には譲渡制限を付すことができない。

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

⑦ 利益の分配

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

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

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

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

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

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

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

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

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

⑧ 株主および株主総会

(下記、「⑩(i)総会、参加要件、議決権」を参照。)

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

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

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

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

定足数

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

- ・定時株主総会

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

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

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

多数決

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

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

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

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

⑨ 取締役、取締役会および法定監査人

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

この枠組みにおいて、2019年3月15日現在、取締役会には、2014年8月20日付政令第2014-948号第6条IIおよび公共部門の民主化に関する1983年7月26日付フランス法第83-675号第II章第2節の規定に従い、18名（11名が株主総会で任命され、1名がフランス政府の代表者であり、6名が従業員を代表する取締役である。）が含まれている。

上記の2014年8月20日付政令第2014-948号第19条によれば、取締役会会長は、取締役会からの提案を受けて、命令により取締役の中から任命される。取締役会会長としての職務期間は取締役としての在任期間を超過してはならない。取締役会会長は、選任の際と同条件により再任することができる。また取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は68歳を超えてはならないものとし、68歳を超える場合には、自動的に退任したものとみなされる。

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

70歳を超える取締役の数は在職する取締役の3分の1を超えてはならない。

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

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

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

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

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

- ・ Deloitte et Associés、代表者：ダミアン・ルロン氏およびクリストフ・パトリエ氏、住所：6, Place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense cedex
- ・ KPMG SA、代表者：ジェイ・ニルシムルー氏およびミシェル・ピエット氏、住所：Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex

上記の指定された監査人はEDFの2018年のDocument de Référenceに記載の財務書類を証明する。

⑩ 株主総会

(i) 総会、参加要件、議決権

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

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

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

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

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

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

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

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

株主はまた、郵送により投票することができる。かかる郵送により、または委任状を会社を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条に準拠するその他のシステムを利用して行われる。

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

(ii) 二重議決権

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

実体経済を取り戻すための2014年3月29日付フランス法第2014-384号の効力が発生して以来、2年以上にわたりフランス政府が保有していた直接記名式株式1,805,952,345株に付された二重議決権の割当てにより、2019年2月18日に政府は、EDFにおいて2,129,149,089株および3,935,101,434個の議決権を保有していることを通知した（資本金の70.73%およびEDFの議決権の80.84%（この比率は、議決権の付された全株式（議決権を剥奪された株式を含む。）に係る理論上の議決権数に基づき計算された。）））。

(iii) 議決権の制限

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

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

⑪ 株式の保有報告基準

フランス商法の規定に従い、自然人や法主体において単独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。

⑫ 証券の保有者の確認

規制市場の証券取引所に当社株式が上場された時点から、定款にその旨の規定がある場合においては、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所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。

上記規定は、新たに採決された2019年5月22日付PACTE法第2019-486号により改正されている。ただし、本書提出日現在、フランス法に基づく証券の所有者の身元確認手続をさらに補完および改正する命令は未公表であることに留意されたい。

⑬ 社債等の発行

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

(2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

法律で認められる範囲で、当社の定款もまた、当社の組織について記載している。

下記項目は、2018年6月29日付の取締役会の決議において修正された定款を参照している。

本項は、当社定款の主要な規定について記載している。

① 目的（定款第2条）

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

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

② 株式資本（定款第6条）

株式資本は1,505,133,838.00ユーロであり、1株当たりの額面金額0.50ユーロの全額払込済株式3,010,267,676.00株からなる。

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

③ 資本の増減（定款第7条）

株式資本は、法律に従いこれを増資、減資または償還することができる。

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

④ 株式の払込み（定款第8条）

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

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

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

⑤ 株式の形式（定款第9条）

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

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

上記の規定は、当社が発行するその他の証券に対しても同様に適用される。

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

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

上記、「（1）⑫ 証券の保有者の確認」についても参照。

⑥ 株式の譲渡（定款第10条）

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

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

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

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

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

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

上記、「（1）⑪ 株式の保有報告基準」についても参照。

⑦ 株式に付随する権利および義務（定款第11条）

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

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

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

株主が負担する損失は、その出資額を上限とする。

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

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

⑧ 株式の不分割性、用益権（定款第12条）

(i) 当社の株式はこれを分割することができない。

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

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

⑨ 取締役会（定款第13条）

(i) 当社は、2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。

これに関連して、取締役会には、株主総会で任命された取締役が含まれ、適用ある場合には、上記の政令の第6条IIに従い、政府の代表者1名および1983年7月26日付法律第II章第2節の規定に従い選出された従業員の代表者の3分の1が含まれる。

(ii) 取締役会は秘書役を任命するものとし、これは取締役会の構成員以外から選出することができる。

取締役会会長兼最高経営責任者は、各取締役に對し、その任務遂行のために必要なすべての書類および情報を提供するものとする。

(iii) 取締役会構成員の任期は4年である。

ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。

2018事業年度の年次財務書類を決議する2019年の株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（またはこれに最も近い整数名）が2年ごとに更新され、当該取締役に關する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が交代し、更新するものとする。

段階的な更新日以外の日に新たな取締役を任命する場合における更新の実施または維持に關しては、株主総会は、段階的な更新を可能にするため、当該取締役の任期を4年未満に定めることができる。

退任の順序は、取締役会の会合における全会一致の投票によるか、またはこれが不可能な場合にはくじ引きにより、取締役会が決定するものとする。

(iv) 株主総会で任命された取締役が1名以上死亡または辞任したことにより取締役会の構成員に欠員が生じた場合、取締役会は、商法第L.225-24条に規定される要件に基づき、その後任となる者を臨時に任命することができる。上記により任命された取締役は、前任者の残りの任期の間のみ、その職務を遂行する。

(v) 株主総会は、必要な場合、取締役に支給される手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役に、任期に係る手当は支給されない。

取締役が、取締役としての地位に關連する職務の遂行のために負担した経費は、その証明書類に基づいて当社により払い戻される。

従業員代表は、法定労働時間の2分の1に相当する職務遂行手当を与えられる。

(vi) 株主総会で任命された取締役は、同総会により解任することができる。

(vii) 取締役会会長兼最高経営責任者の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事に應じて当社株主または社外の者を招き、取締役会会議に出席させることができる（ただし、議決権は有しない。）。

企業委員会またはこれと同等の組織の秘書役は、取締役会に出席するが、議決権を有しない。

(viii) 取締役会の審議に出席するため招集された者は、取締役と同様の思慮義務を有する。

上記「(1) ⑨ 取締役、取締役会および法定監査人」についても参照。

⑩ 取締役会会長および経営陣の職務（定款第14条）

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

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

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

⑪ 取締役会の審議（定款第15条）

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

取締役会は当社本店または招集通知に示されたその他の場所において開催される。

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

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

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

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

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

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

⑫ 取締役会の権限（定款第16条）

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

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

各委員会の任務とその運営方法は、規則により定められている。

⑬ 取締役会会長兼最高経営責任者および取締役会副会長の権限（定款第17条）

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

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

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

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

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

⑭ 規制対象となる契約（定款第18条）

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の取締役会副会長のうち1名もしくは当社の取締役のうち1名もしくは議決権の10%超を保有する当社の株主のうち1名との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結される契約または法人株主の場合には商法第L.233-3条に定められた意味における当社の支配会社との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結された契約のすべては、事前の承認を得るために取締役会に提出されなければならない。

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

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

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

⑮ 株主総会（定款第20条）

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

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

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

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

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

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

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

(ii) 株主総会は、取締役会または法定監査人もしくはかかる目的のために適法に授權された者により、招集される。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載されたその他の場所において開催される。株主総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるが、その種類および使用条件は商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定める

ものとする。かかる場合、かかる手段により株主総会に出席した株主は、法的条件に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

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

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

株主総会は、その議事に含まれる事項についてのみ審議することができる。

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

各株主総会において、法律で規定される情報を含む出席者名簿が作成される。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

⑯ 株主の情報開示請求権（定款第21条）

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

⑰ 利益処分（定款第24条）

上記、「(1) ⑦ 利益の分配」を参照。

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

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

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

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

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

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

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

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

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

⑱ 配当の支払方法（定款第25条）

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

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

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

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

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

上記、「（1）⑦ 利益の分配」についても参照。

⑲ 解散と清算（定款第27条）

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

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

2【外国為替管理制度】

（1）非居住者による株式の所有

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

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

もっとも、フランス通貨金融法典第R.151-1条以下および第R.153-1条以下の規定に従い、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'Économie et des Finances, Direction Générale du Trésor, Bureau Multicom, 2 / Télédéc 554) 139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12) に送付しなくてはならない。

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

（２） 為替管理

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

３【課税上の取扱い】

（１） 株式に関する課税

以下は、当社の株式を保有または処分する場合におけるフランスの主要な課税関係の概要である。当該概要は（i）日本において所得税、法人税を支払う義務のある個人または法人であり、（ii）1995年3月3日付の所得に対する租税に関する二重課税の回避及び脱税の防止のための日本国政府とフランス共和国政府との間の条約（以下「日仏租税条約」という。）および2007年1月11日付の日仏租税条約を改正する議定書により邦人居住者として取り扱われ、（iii）当社の株式資本の10%未満を保有し、（iv）フランスにおいて事業を行いまたは人的役務を履行するための恒久的施設および固定施設のいずれかに関連して株式が保有されるものでない場合（以下「日本の株主」という。）に関連するものである。

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

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

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

① 株式の売却または処分の際の課税関係

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

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

また、（i）当社の株式の譲渡にフランス金融取引税が課されず、かつ（ii）譲渡人が、書面による契約に基づき、当社の株式を譲渡する場合、当該譲渡は登録されなければならない、当該譲渡株式の譲渡価格または公正市場価格のいずれか高い価格に基づき0.1%の登録税が課されることになる。

② 配当の際の課税関係

フランスでは、配当は税引後利益から支払われる。

フランスの税法では、配当には、（i）フランス税法上の居住者でない個人が受領する支払の場合は12.8%、または（ii）フランス税法上の居住者でない法主体が受領する支払の場合は30%（2020年1月1日以降に開始する事業年度については、フランス一般租税法（*Code général des Impôts*）第219-I条に定める基本法人税率に則する。）の税率の源泉徴収税が課税される。また、フランス国外で、フランス一般租税法第238-0のA条に定める意味における非協力国もしくは地域（以下「非協力

国」という。)において配当の支払が行われる場合、フランス一般租税法第187-2条に基づき、75%の源泉徴収税が適用される(一部の例外および適用ある二重課税防止条約の規定に服する。)

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

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

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

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

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

③ 相続税および贈与税

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

④ 日本における課税上の取扱い

「第8 2 (4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い」を参照。

(2) 社債に関する課税

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

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

① 本社債の利息に対する課税

2010年3月1日以後に発行された本社債について

2010年3月1日以後に発行された本社債(2010年3月1日より前に発行された本社債と併合(フランス法の意味における統合)され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受ける本社債を除く。)について当社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。)(フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2に定めるものを除く。))において行われる場合を除き、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税の対象とならない。本社債に基づくかかる支払が非協力国において行われる場合、フランス一般租税法第125のA条IIIに基づき75%の源泉徴収税が適用される(本社債権者の税務上の居住地を問わない。また例外もあり(一部は下記に規定される。))、日仏租税条約のより有利な規定に従う。)。非協力国の一覧は、省令により発行され、毎年更新される。

さらに、フランス一般租税法第238のA条に従い、かかる本社債に係る利息およびその他の所得は、それが(i)非協力国(フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2の2°に定めるものを含む。))において居住し、もしくは設立された者に対して支払われ、もしくは発生した場合、または(ii)当該非協力国に所在する金融機関に開設された銀行口座に支払われた場合は、当社の課税所得から控除することはできない(以下「控除対象外」という。))。一定の条件の下では、控除できない利息およびその他の所得はフランス一般租税法第109条以下に従って、みなし配当と位置付けられることがある。その場合、かかる控除できない利息およびその他の所得は、(i)フランス税法上の居住者でない個人が受領する支払の場合は12.8%、(ii)フランス税法上の居住者でない法人が受領する支払の場合は30%(2020年1月1日以降に開始する事業年度については、フラ

ンス一般租税法第219-I条に定める基本法人税率に則する。）、または(iii)フランス国外で、非協力国（フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2の2°に定めるものを除く。）においてなされた支払の場合には75%（一部の例外および適用ある二重課税防止条約の規定に服する。）の税率で、フランス一般租税法第119条の2の2に規定する源泉徴収税の対象となることがある。

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当社が証明できる場合、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ある支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税または（該当する利息もしくは所得が真正な取引に関連するものであり、異常なもしくは過大な金額でない範囲に限り）フランス一般租税法第238のA条に規定される控除対象外およびこれに伴うフランス一般租税法第119条の2の2に規定する源泉徴収税のいずれも適用されない（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、当社による本社債の発行の目的および結果の証明を要することなく、当該本社債の発行について例外規定の恩恵を受けることができる。

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

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

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と統合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受けるものに係る利息その他の所得の支払については、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税が免除される。フランス税務当局の公式ガイドラインである2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第100号に基づき、支払がフランス国外の非協力国で行われる場合にも例外措置が適用される。

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

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

② 譲渡所得税

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

③ 日本における課税上の取扱い

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

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

4【法律意見】

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

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

第2【企業の概況】

1【主要な経営指標等の推移】

連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日に 終了した年度	2018年	2017年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2017年 ⁽³⁾ (再表示前)	2016年	2015年	2014年 ⁽²⁾ (再表示後)	2014年 ⁽¹⁾ (再表示前)
売上高	68,976 (8,397)	64,892 (7,900)	69,632 (8,477)	71,203 (8,668)	75,006 (9,131)	73,383 (8,934)	72,874 (8,872)
減価償却費および 償却費控除前営業利益	15,265 (1,858)	13,742 (1,673)	13,742 (1,673)	16,414 (1,998)	17,601 (2,143)	17,279 (2,104)	17,279 (2,104)
営業利益	5,282 (643)	5,637 (686)	5,637 (686)	7,514 (915)	4,280 (521)	7,984 (972)	7,984 (972)
連結会社の 税引前利益	473 (58)	3,401 (414)	3,401 (414)	4,181 (509)	1,692 (206)	5,433 (661)	5,433 (661)
EDFの純利益	1,177 (143)	3,173 (386)	3,173 (386)	2,851 (347)	1,187 (145)	3,701 (451)	3,701 (451)

(1) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。

(2) 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。

(3) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。

(4) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。しかし、IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチに従い、2018年1月1日以降のIFRS第9号の初度適用に関しては再表示されていない。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日現在	2018年	2017年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2017年 ⁽³⁾ (再表示前)	2016年	2015年	2014年 ⁽²⁾ (再表示後)	2014年 ⁽¹⁾ (再表示前)
非流動資産	210,384 (25,612)	204,324 (24,874)	204,324 (24,874)	195,309 (23,777)	200,745 (24,439)	195,160 (23,759)	195,202 (23,764)
流動資産	72,785 (8,861)	67,518 (8,220)	76,428 (9,304)	81,111 (9,874)	78,196 (9,520)	72,769 (8,859)	72,769 (8,859)
売却目的 保有に分類 された資産	—	—	—	5,220 (635)	—	18 (2)	18 (2)
資産合計	283,169 (34,473)	271,842 (33,094)	280,752 (34,179)	281,640 (34,287)	278,941 (33,958)	267,947 (32,620)	267,989 (32,625)
自己資本 (EDF持分)	44,469 (5,414)	41,357 (5,035)	41,357 (5,035)	34,438 (4,192)	34,749 (4,230)	35,246 (4,291)	35,191 (4,284)
自己資本 (非支配持分)	8,177 (995)	7,341 (894)	7,341 (894)	6,924 (843)	5,491 (668)	5,419 (660)	5,419 (660)
非流動負債	177,708 (21,634)	176,287 (21,461)	176,287 (21,461)	176,788 (21,522)	178,462 (21,726)	169,487 (20,633)	169,487 (20,633)
流動負債	52,815 (6,430)	46,857 (5,704)	55,767 (6,789)	61,381 (7,473)	60,239 (7,333)	57,795 (7,036)	57,892 (7,048)
売却目的 保有に分類 された資産 に関連する 負債	—	—	—	2,109 (257)	—	—	—
自己資本 および 負債合計	283,169 (34,473)	271,842 (33,094)	280,752 (34,179)	281,640 (34,287)	278,941 (33,958)	267,947 (32,620)	267,989 (32,625)

- (1) 2015年に発行された2014事業年度のデータ。
- (2) 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。
- (3) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。
- (4) 2017年12月31日に終了した年度の比較数値は、IFRS第15号の遡及適用による影響のため、再表示された（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記2.1.3.2を参照。）。

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	2018年	2017年	2016年	2015年	2014年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	13,364 (1,627)	11,663 (1,420)	11,125 (1,354)	12,730 (1,550)	10,625 (1,293)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△17,165 (△2,090)	△11,713 (△1,426)	△16,557 (△2,016)	△18,839 (△2,293)	△12,393 (△1,509)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	3,530 (430)	712 (87)	4,138 (504)	5,574 (679)	1,223 (149)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△271 (△33)	662 (81)	△1,294 (△158)	△535 (△65)	△545 (△66)

純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日現在	2018年	2017年	2016年	2015年	2014年
借入金およびその他の金融負債	59,188 (7,206)	56,846 (6,920)	65,195 (7,937)	64,183 (7,814)	55,652 (6,775)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,972 (△240)	△1,176 (△143)	△3,965 (△483)	△3,795 (△462)	△3,083 (△375)
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 (177)	—	—
現金および現金同等物	△3,290 (△401)	△3,692 (△449)	△2,893 (△352)	△4,182 (△509)	△4,701 (△572)
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△20,538 (△2,500)	△18,963 (△2,309)	△22,266 (△2,711)	△18,141 (△2,208)	△12,990 (△1,581)
RTEおよび被共同支配子会社への貸付金	—	—	—	△670 (△82)	△670 (△82)
売却目的保有資産 ⁽¹⁾ に組み替えられた金融資産	—	—	△104 (△13)	—	—
純負債額⁽²⁾	33,388 (4,065)	33,015 (4,019)	37,425 (4,556)	37,395 (4,552)	34,208 (4,164)

- (1) 2016年における売却目的保有資産の純負債額は、主に、CTE (RTE (フランス・エネルギー法により定義されるEDFの独立子会社) の100%を保有する会社) およびポーランドの会社に関係している。
- (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には直接表示されていない。これは、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものからなる。流動性の高い資産は、ファンドまたは有価証券からなる、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

2【沿革】

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

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

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

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

同時に、自由市場が効率的に機能するための機関が設置された。フランス電力規制委員会（後のエネルギー規制委員会（*Commission de régulation de l'énergie*またはCRE））が、2000年5月に設立された。同年、市場のすべての事業者に対して、公平なアクセスを保証するために、EDFは、高圧および超高压公共送電網を管理するRéseau de Transport d'Électricité（2005年にRTE EDF Transportの名称でEDFの子会社（RTE。フランス・エネルギー法により定義される独立送電網事業者。）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（IHAEM SpA）は、公開買付けが開始された後、Edisonの共同買収に関する契約を締結した。EDFグループは欧州に再度焦点を当てる戦略を続行し、子会社EdenorおよびLightの支配的持分ならびにメキシコにおける資産を売却した。

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

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

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

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

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

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

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

2014年、EDFは米国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 Renouvelablesが保有する持株会社 (30%) により保有される、再生可能エネルギー分野においてイタリアで3番目の規模の事業会社を設立した。

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

2015年および2016年、EDFおよびAREVA SAは、EDFによるAREVA NP (かかる会社を本書においてNew NP、New AREVA NPまたはFramatomeというが、同一の会社である。) の独占的支配権の取得、ならびに包括的な戦略的および産業パートナーシップのための、法的拘束力のない2つの覚書に調印した。かかる覚書の条件に従い、EDFによるAREVA NPの完全子会社である事業体 (NEW NP) の独占的支配権の取得に関する条件を規定する契約は、2016年11月15日付で調印された。かかる取引は2017年12月31日に完了した。Framatomeに改名したNew NPは現在、三菱重工業株式会社 (19.5%) およびAssystem (5%) と並んで75.5%をEDFにより保有されている。Framatomeは、原子力発電所ならびに原子力設備、燃料集合体および利用可能な設置基盤向けの産業事業、設計事業および供給事業をとりまとめ、約14,000名の従業員を有している。さらに、その80%をEDF、残りの20%をFramatomeにより保有される専門会社であるEDVANCEが2017年6月に設立された。当該専門会社は、ニュークリア・アイランドの設計 (基幹および詳細な設計) ならびに建設 (供給、構築および起動)、ならびにフランス国内外における新規原子炉の計装制御に関連する前述の2社の事業をとりまとめている。

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

2017年3月31日にEDFは、RTEの被支配株主持分49.9%をフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesに売却した。EDFはさらに、EDF Polskaの資産およびEDF Démasz (ハンガリー) の100%についても売却した。

EDFは、売却計画を完了するため、ダンケルクLNGターミナルを運営する企業であるDunderque LNGの保有株式の売却を2018年10月30日に完了し、続いて2018年11月28日に、200超のオフィスおよび事業所を有するポートフォリオのColony Capitalへの売却を完了させた。

3【事業の内容】

(1) 当グループの戦略

① 環境および戦略的課題

温室効果ガス排出の抑制による気候変動との闘いは、地球温暖化を $+2^{\circ}\text{C}$ までに抑制するという目標の下、極めて重要な局面を迎えている。

世界の二酸化炭素排出量のほとんどがエネルギーによるものであることを考慮すれば、かかる気候目標の達成のためには、エネルギー源としての化石燃料の使用量を徐々に削減していくことが重要である。このために、2つの主要な取組み手段として、エネルギー効率化ソリューションの開発によるエネルギー消費量の低減ならびに無炭素のエネルギー源（すなわち、再生可能エネルギー（火力エネルギー（木材、バイオマス）または電力エネルギー（水力、太陽光もしくは風力）および原子力エネルギー）の使用の増加が挙げられる。

今日、世界のエネルギー消費量に占める電力の割合はわずか約20%である。このため、現在化石燃料により賄われている消費量は、電力ソリューションを筆頭とする無炭素エネルギー・ソリューションにより代替されなければならない。電力ソリューションは、消費者からエネルギー効率化と同義に捉えられることが多いため、エネルギー消費量の低減ならびに燃料油またはガスボイラーの代替としてのヒートポンプ、内燃機関自動車の代替としての電気自動車といった、輸送、建物および産業向けの化石燃料からの移行という連動した目標に貢献している。

欧州連合は、クリーン・エネルギー・気候変動パッケージによって、2020年および2030年における野心的な目標を設定した。

フランスは、気候変動との闘いに重点を置いている。フランスは、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することを目指す気候プランを通じて、その目標を再確認している。

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

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

- ・商品価格（石油、ガス、石炭）は、炭素が潤沢でありシェールガス生産量が増加したにもかかわらず変動性が高く、今後もこの状態が続くと見込まれている。これらの商品価格は、依然として、地政学的な緊張、経済成長における変動ならびに気候面および技術面での悪条件に対して非常に高い感応度を有する。
- ・二酸化炭素の価格は、適用規制に直接左右される。欧州では、現行の排出権の割当制度において二酸化炭素の最低価格が保証されていない。
- ・電力の市場価格は上記要因に直接左右され、発電所の損益分岐点に影響を及ぼす。
- ・商品価格および二酸化炭素の価格が下がると、電力の市場価格が下がる。欧州の電力需要が低迷している場合には、より一層この傾向が見られる。例えば、2018年の最初の8か月において、EDFの4つの主要な欧州市場における需要は、2017年と比較して1%増加した。さらに、エネルギー移行政策によって政府補助を受けた大型の生産設備が送電網に接続されており、これもまた価格に対して影響を及ぼしている。
- ・2016年以降は商品価格が上昇し、2018年には、フランスにおけるN+1年の電力の市場価格が、2013年以来初めて50ユーロ/MWhの基準値を超過した。
- ・しかしながら、欧州の二酸化炭素排出権の価格が急激に変動した例（2018年に、7ユーロ/トンから25ユーロ/トンの間で変動した。）からも明らかなように、これらのパラメータが現在の水準に留まるという保証はない。

欧州とは対照的に、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た。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。2017年から2040年にかけて、中国においては年間約 $+200\text{TWh}$ （平均で年間2.3%）、またアフリカにおいては年間 $+51\text{TWh}$ （年間3.9%）となる見込みであるのに対し、欧州連合においては年間 $+9\text{TWh}$ （年間 $+0.3\%$ ）となる見込みである（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2018年11月ならびにフランス、英国、イタリアおよびベルギーに関するユーロスタット）。

欧州においては、フランスおよび英国が、主としてエネルギー効率、再生可能エネルギーおよび原子力を組み合わせた混合施策を中心に、低炭素・脱エネルギー依存政策を展開している。そのため、発電施設の大規模な建替えの実施を必要とする英国は、気候変動法を採択し、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、電力は脱炭素化へ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設備容量に63.2GWの上限を設定している。この容量は、需要および輸出余力の変化を受け、エネルギー構成における再生可能エネルギーの発展に見合うものである。また、特にフランス、英国（「第2 3（2）

⑤（i）（イ）戦略」を参照。）およびベルギーにおいて、供給量市場も拡大している。

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

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

2017年および2018年に、事業者数社の協議により、2019年から2023年および2024年から2028年の期間に関する新たなPPEが策定された。これを背景に、政府は、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標を設定し、国家低炭素戦略へのさらなる取組みを表明した。2017年10月から2018年1月にかけて、PPE改訂のための24のワークショップが、政府により開催された。2018年3月から6月にかけては、「*Commission nationale du débat public*」（フランス公開討議委員会）により公開討議が開催された。次いで政府は、2018年11月27日にPPE草案の骨子案を発表し、2019年1月25日に草案の全体版を発表した。この文書では、フランスのエネルギー目標は、高炭素エネルギーの消費量を低減し、炭素エネルギーを無炭素エネルギーと代替することに重点を置くことによる、エネルギー消費量の削減に関連するものであることが再表明されている。同文書では、電力が多く用途において脱炭素化の手段であると述べられている。同文書は、特に以下の目標を設定している。

- ・温室効果ガスの排出量を、2023年には二酸化炭素277百万トンまで削減し、2028年には227百万トンまで削減する。
- ・2012年と比較した化石燃料の一次消費量を、2023年には20%削減し、2028年には35%削減する。
- ・再生可能エネルギーの開発（2023年には再生可能熱の消費量を196TWhとし、2028年には218TWhから247TWhの範囲とする。フランスにおける再生可能電力の設備容量を、2023年には74GWとし、2028年には102GWから113GWの範囲とする。）。
- ・電気自動車の開発（2023年には、自家用電気自動車の利用台数を1.2百万台とする。）。
- ・温室効果ガスを排出する自動車の新規販売を2040年に終了する。
- ・エネルギー効率化のための住宅リフォームを毎年500,000件実施する。

同文書は、フランスのエネルギー構成に占める原子力の割合を、2035年に50%とすることを目標としており、2035年までに14基の原子炉（うち2基はフェッセンハイムの原子炉である。）が閉鎖され、2028年までには他の2基から4基の原子炉が閉鎖される（PPEの第2期において、2027年および2028年に、安定供給の要件が遵守されることを条件として2基の原子炉が閉鎖される。さらに、電力価格および欧州の電力市場の推移に関する一定の条件が満たされれば、2023年に下される決定に基づき、2025年から2026年の間に、追加の2基の原子炉が閉鎖される可能性がある。）。同文書は、石炭火力のみによる発電所を2022年までに閉鎖することも定めている。

PPE計画は、長期的には、国内の産業容量および技術に基づいて新規の原子炉を建設する容量を維持することが重要であると述べている。政府は、産業容量、EDFが提案するEPR 2原子炉の新型モデルに関するリスク回避プログラム、当該原子炉に係る費用の評価、フランスの電力システムにおける新規原子炉プログラムのための資金調達オプションの検討、ならびに当該プログラムの資金調達体制およびその実行について欧州委員会の承認を得るために必要な取組みに関連して、2021年半ばまでに原子力部門との作業プログラムを実施する。

さらに政府は、2025年以降の市場価格の上昇から消費者を保護することを目的とした、既存の原子力発電所に関する新たな規制の詳細を提案する予定であるが、一方で、低価格時におけるPPEの需要を満たすために、EDFに対して発電施設の経済的な持続可能性を保証する財務的な余地を与えている。この見通しおよび原子力発電所開発の方針により、EDFが実施する原子力発電所（フェッセンハイムを除く。）の大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」）の妥当性が確認された。

PPE計画は2019年度上半期に協議に付され、2019年中に命令が発表される予定である。

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

このように、電力業界は、中長期的な社会的動向および技術的動向の影響を受けており、従来以上に変革が起こっている。かかる変革を背景に、またかかる展望に基づき、欧州の発電会社は従来の事業に対する投資を削減し、また対象を絞った事業、特に再生可能エネルギー・ソリューションおよび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、貯蔵ならびにサービスに投資を集中させている。

このため、EDFグループは、かかる状況および地球温暖化を+2℃までに抑制するというシナリオに貢献する必要性に対応するため、CAP2030の戦略における優先目標を設定した（第2 3（1）②「CAP2030の戦略における優先目標」を参照。）。EDF

グループは、エネルギー移行の課題に取り組むため、徐々に発電構成を変化させることによって、超低炭素発電における勝者であり続けなければならない。

EDFは、エネルギー移行支援のため、革新的技術および電力貯蔵に投資している。このため、EDFは太陽光発電、電気自動車および電力貯蔵に関する計画を発表した。

EDFは、エネルギー移行の実施成功のために、顧客ポートフォリオおよび地域との関わりという重要な資産を活用している。

以下のとおり、これらすべての活動が、EDFグループをエネルギー移行におけるリーダーたらしめることに貢献している。

- ・既存の原子力発電所における競合優位性、水力エネルギーおよび他の再生可能エネルギー（風力、太陽光）の開発におけるリーダーシップ、ならびに貯蔵等の革新的技術への投資により、EDFは、最適な費用にて常時利用可能な再生可能エネルギーの割合を増やしたエネルギー構成の課題に、長期的にかつ相互補完的に取り組むことができる。
- ・送電網への投資は、再生可能エネルギーの開発および業務の脱炭素化に不可欠である。
- ・顧客ポートフォリオおよび地域との関わりは、無炭素エネルギーの取組みおよびエネルギー効率化ソリューションの効率的な実施における重要な資産である。

EDFは、主要な産業問題に重点を置き、創立以来公共サービスに係る使命および公共サービスに係る義務を履行してきた。EDFは、責任ある事業者として、その戦略決定に際して、経済動向に加え、長期的な産業上、社会上および地域上の側面を織り込んでいる。これらには特に、連帯、エネルギー貧困との闘い、他者の尊重、事業の遂行における責任および倫理が含まれる。

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

② CAP2030の戦略における優先目標

低炭素化の進展を支持する、責任ある、また能率的な発電事業者となること。これが、CAP2030の戦略に推進されるEDFグループの目標である。これは、以下の3つの優先目標に分けられる。

- ・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の構成の調整を通じた低炭素発電
- ・海外展開

2015年以降、いくつかの戦略ワークショップが開催され、当該3つの戦略的優先事項を実現させた。

かかる目標はまた、簡略化、革新およびデジタル技術、説明責任およびパフォーマンス、ならびに個人の意欲および技能に基づく変革プログラムを通じて達成される。

EDFグループは、CAP2030の一環として6つの企業責任目標への取組みを誓約している。EDFは地球温暖化との闘いに取り組んでおり、炭素排出量が欧州でも最低水準となっているが、特に2018年には、二酸化炭素の直接排出量を2030年までに40%削減し（2017年の51百万トンと比較して、2030年の目標値は30百万トン）、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するとの目標を維持するという誓約を掲げた。

(i) 顧客および地域とのつながり

エネルギーの移行において顧客および地域を支えるため、EDFグループは、以下の3つの手段により、新たな競争力のある分散型ソリューション、新たなカスタマイズ型低炭素エネルギー・サービス、およびスマート・グリッドを立ち上げることを目標としている。

顧客向けのエネルギー効率化ソリューションおよび新たなデジタル・サービスの開発

EDFは、その専門子会社（Dalkia、Citelum、IZIVIA、Edelia、Netseenergy、Fenice）が提供するソリューションの範囲を拡大するため、2017年に立ち上げられた「EDFエネルギー・ソリューション（EDF Solutions énergétiques）」というブランドを展開している。低炭素の暖房ネットワーク、スマート・ライティング、廃棄物の回収、電気モビリティというサービス範囲は相互補完的かつ革新的であり、地域の社会および事業における新たな課題に対して同様に対応する。例えば、地域レベルでは、Citelumのインテリジェント・プラットフォームであるMUSE®により、「ディジョン・メトロポール」都市圏においてすべての設備および公共サービスを集中管理することができるようになる。ベルギーでは、Citelum率いるEDF Luminus、DIFおよびCFEとのコンソーシアムが、ワロンの主要な高速道路におけるスマート・ライティングに関する官民連携事業を獲得した。

住宅用顧客向けに、EDFグループは、フランスおよび「欧州の主要国」（英国、イタリア、ベルギー）において販売されている一連のデジタル・エネルギー・サービスを提供し、また継続して開発している。例えば、2016年のSoweeの設立（2017年および2018年にさらに多角化した、革新的なコネクテッドホーム向け製品およびソリューションを提供する子会社）は、特に住居の持続可能な快適性に関する顧客の新たな期待に応えるためのEDFグループの取組みを反映している。既存のサービスおよび顧

客窓口もまた、特に幾つかの国に配置されているスマート・メーター・システムに促進され、新しいデジタル技術および機能により継続して強化される。

化石燃料に代替する新しい効率的な電力の利用（電気モビリティ、自家消費、ヒートポンプ、低炭素住宅等）の開発支援

EDFグループは、フランス市場の自家消費における主要な事業者となることを目指しており、当グループの市場から4つの具体的な対象市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）を示した2018年10月10日付の電気モビリティ計画の発表により、電気モビリティの開発に強い意欲を表明した。電力貯蔵は、エネルギー移行における重要な革新分野である。2018年3月27日に発表された当グループの電力貯蔵計画は、2035年までに世界各地に10GWの新たな貯蔵施設を開発し（6GWの大規模貯蔵施設、4GWの分散型貯蔵施設）、かかる時点までに当グループの貯蔵容量を15GWに増加させることを定めている。

研究開発および革新

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、新しい消費パターンに適応したソリューションおよびサービスを提供するために、よりデジタル化したコミュニケーション手段に基づいた革新の取組みを強化している。この取組みは、当グループのプロジェクト展開に貢献している。EDFは、当グループ内外のプロジェクトの起業支援組織である「EDF Pulse Expansion」を通じて、新規事業部門の検証および調査、当グループの成長のための新たな推進力の創造、ならびに顧客に対する新たな幅広い革新的な製品およびサービスの提供を行っている。

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

（ii）超低炭素発電：原子力および再生可能エネルギー

EDFの原子力施設により、フランスは競争力の高い電力費用を依然として保ちつつ、温室効果ガス排出の抑制において既に隣国と大きな差をつけている。

超低炭素発電施設の分野におけるリーダーであり続けるため、EDFグループは、再生可能エネルギーの開発を強化し、既存の原子力施設および新規の原子力施設建設への投資に係る安全性、業績および競争力を確保している。

資産基盤の統合

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

- ・ EDFは、経済、エネルギーおよび環境に関する業績を統合するために水力発電委譲へ定期的に投資し、将来的には水力発電を強化するためのソリューションを提案する。
- ・ EDFは、今ではフランスの原子力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、かかる施設の運転期間を40年超に延長する承認を得るために投資を行っている。これに関連して、EDFは、運転継続に関する「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」プログラムを実施している。かかるプログラムは、各10年点検後にASN（フランス原子力安全当局）によりそれぞれのユニットに対して個別に付与される承認に影響するものではない。英国においても、原子力発電所すべての耐用年数を延長するための投資が行われた。最後に、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を継続して行う。

再生可能エネルギーおよび新たな原子力プロジェクトの開発

同時に、EDFグループは、（当グループのENRおよび水力発電所の設備容量を、2014年の28GWから2030年には50GWと倍増させることを目的とした）再生可能エネルギーの開発および新たな原子力プロジェクトの開発に積極的に取り組んでいる。

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、基本的に陸上および洋上の風力発電、太陽光発電ならびに水力発電となる。2017年12月、EDFは、2020年から2035年までの間にフランスにおいて30GWの太陽光発電施設を設置することを目標とした太陽光エネルギー開発計画である、ソーラー・プランを発表した。フランス国外におけるかかる資産の展開は、EDFグループの海外戦略に従って行われる。かかる点につき、2018年、当グループは、新規プロジェクトの発展により、フランスだ

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

新たな原子力プロジェクトに関する主要な課題は、以下のとおりである。

- ・フラマンビル3および中国における台山の稼働開始（2018年12月に1号機が稼働開始した。）。
- ・ヒンクリー・ポイントにおける2つのEPR原子炉の建設および稼働。かかるプロジェクトの最終合意は、2016年9月29日付でEDF、CGNおよび英国政府によって調印された。
- ・2017年12月31日よりEDFが75.5%を所有するFramatomeの統合（「第2 2沿革」を参照。）。
- ・Framatomeと共同で行っているEPR2プロジェクト（EPRの新型モデル・プロジェクトの後続プロジェクト）を通じた、今後の原子炉の準備作業（特に、状況が適切であればフランスにおける新規の原子炉建設プログラムの立上げの決定を目指す、フランス政府とのワーキング・プログラム）
- ・（特にインドにおける決定に伴う）輸出市場向けのEPRの開発

カーボンフリー水素サービスの開発

最後に、EDFは主に研究開発を通じて積極的に水素分野に取り組んでおり、脱炭素化が困難な部門である企業用顧客およびモビリティのヘビーユーザーを主要な対象とした、競争力あるカーボンフリー水素サービスの中期的な開発のための準備を行っている。このため、2018年、水素の（電解による）製造装置、貯蔵および供給を専門とするMcPhyとの間で、産業パートナーシップおよび持分投資に係る契約が締結された（「EDF Pulse Expansion」により16百万ユーロが投資された。）。

(iii) 海外展開

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

当グループは、以下の3つの長期目標への取組みにより、欧州外へも進出している。

- ・産業上および商業上のプレゼンスを通じて、3つの追加的な国々／地理的地域（南米、西アフリカおよび中央アフリカ、中東ならびにインドを含む。）において産業横断的な優位性を確立すること
- ・世界的なエネルギー移行に資する投資選択を行うこと、および商業ベースで新たな事業を展開すること
- ・2030年までに（欧州外における）海外事業を大幅に拡大すること

このように、EDFは地理面で対象を絞ったアプローチを採用しており、エネルギー・サービスおよびエンジニアリング事業に加え、低炭素発電プロジェクト（特に水力、風力および太陽光発電プロジェクト）に重点を置いて投資選択を行っている。EDFは、当グループの二酸化炭素に係る方針に従って、貯蔵容量の拡大およびガス生産プロジェクトの開発を、これらがエネルギー移行の重要な要素となる地域において実施している。また、孤立地域向けの小規模な適応型送電網であり再生可能エネルギーが多くの割合を占めるマイクロ送電網も、特にシンガポールに建設されたMASERAデモ用モデルを通じて研究されている。

(iv) 移行

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

当グループは、2016年以降の多くの具体例（マネージャーの労働日数の規定、キャリアの強化ならびに内部での異動および昇進のための研修の促進、当グループの方針の合理化および簡略化等）ならびに他の直近の例（契約のデジタル署名および財務報告の簡略化等）に示されるように、組織および作業方法の合理化により経営管理慣行を適応させている。またEDFは、2018年に、企業の社会的責任に係る新たな国際協定（「CSR協定」）を締結した。同協定においては、当グループの従業員のために、多様性のための改善およびその他の社会的な改善がなされている。

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

デジタル変革は、従業員および社内作業方法、顧客関係ならびに産業資産の管理および設計を含む。2016年末における変革・経営効率部門の創設は、情報システム、購入、不動産および共通サービスに関連する当グループの業務を統合するものであり、当該分野を促進したいという当グループの意向を反映している。EDFグループは、数年前よりデジタル変革における重点を戦略レベルに置いており、グループ内の組織および研修について徹底的な見直しを実施してきた。

データの分野においては、当グループはデータ管理方針を導入し、原子力発電、火力発電および再生可能発電のための専門知識を蓄積する「データ・アナリティクス」施設（2018年4月完工）を設置した。

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おり、数多くのプロジェクトにおいて、サポート業務の競争力強化および事業パフォーマンスの向上を目的として、営業費用の削減、必要運転資本の最適化および管理の改善（現金ベースの管理、プロジェクト管理チーム、サイバー・セキュリティ管理）の面で既に実績が上がっている。

最後に、当年度上半期に、変革を支援するための集団知イニシアチブである「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）」が、当グループの中長期的なシナリオの構築に向けたEDF従業員の知力の活用を目的として開始された。フランスでエネルギーに関する議論が交わされている状況に照らして、このイニシアチブは継続される予定である。

（v）持続可能な開発

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

- ・気候変動：当グループの二酸化炭素の排出量をさらに削減し、COP21が設定する+2℃の目標の要件を超えること。当グループの二酸化炭素の排出量は、当グループの欧州内の主要な同業他社と比べて既に非常に低い水準にある。
- ・人材開発：安全衛生、ジェンダー平等および社内昇進などの人材開発分野での産業グループにおける成功事例の導入
- ・エネルギー貧困：すべての社会的弱者層に対して、エネルギー消費を支援し権利の行使に助力するための情報およびソリューションを提供すること
- ・エネルギー効率化：顧客がエネルギー消費を最適化できるよう、デジタル・エネルギー効率化ソリューションを通じた革新を行うこと
- ・対話および協議：透明性があり、各新規プロジェクトに開放された対話および協議のイニシアチブを、体系的かつ国際的に組織化すること
- ・生物多様性：当社の事業が及ぼす影響の把握または低減だけではなく、ポジティブな影響を与えるために、生物多様性に対する積極的な取組みを開始すること

（vi）研究開発によるエネルギー移行支援

研究開発（R&D）は、既存および将来の施設の安全かつ経済効率の良い運営を強化しつつ、低炭素ソリューションの開発において重要な役割を担っている。「第3 5研究開発活動」を参照。

（vii）CAP2030の成功要因

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

CAP2030の成功に係る重要な要素は以下のとおりである。

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

これを受けて、2018年末現在、2016年4月22日に公表された当グループのパフォーマンス計画の実施は順調に進行している。

- ・2015年から2018年にかけての0.96十億ユーロの営業費用の削減（比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービスの事業の営業費用の変動を除く。）。2015年から2019年における削減目標は1.1十億ユーロである。
- ・2015年から2020年における約10十億ユーロの資産売却計画は、2018年に達成済みである。
- ・合計4.0十億ユーロの増資、および2015事業年度、2016事業年度、2017事業年度における、特に政府により選択された株式による配当オプション（累積額5十億ユーロ）を通じた財務体質の強化

当グループは、CAP2030の戦略に沿った投資プログラムを実行している（「第2 3（1）③投資方針」を参照。）。

さらに、当グループは、「説明責任、簡略化および革新・デジタル技術」の変革プログラムを通じて、当グループの運営方法について取組みを継続している。

- ・当グループ事業の20の事業ユニットへの改編および経営指標の見直し
- ・外部認定プログラムの設定による、プロジェクト・マネージャーのプロフェッショナル化
- ・一部プロセス（購入、訓練、報告等）の簡略化
- ・「EDF Pulse Expansion」支援および資金調達を受けた起業による新規サービスの創設（第2 3（2）⑥（i）（ハ）「EDF Pulse Expansion」を参照。）を通じた革新の展開ならびに当グループ全体における30超の革新の場およびグループ内外でのEDF Pulse賞を通じた参加型革新の支援
- ・デジタル戦略の展開。「Yプロジェクト」の新シーズン（30名の若手グループが参加）による、連携ツールの利用強化、ならびに顧客支援ならびに維持管理費用および営業コストの最適化のためのデータ活用の構造化を行う文化変革

③ 投資方針

（i）2018年における投資

当グループは、2017年においては14.7十億ユーロであったのに対し、2018年においては総額16.2十億ユーロとなった総合営業投資プログラムを継続した。これらの投資の一部は、より長い期間でキャッシュ・フローを生み出すことができる成長投資であると認識されている（「第3 3（3）⑤（i）（ロ）投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）」を参照。）。

売却計画を除く純投資の合計額は、2018年においては14.0十億ユーロとなった。

- ・これには、2018年における3.1十億ユーロの新たな開発に係る項目（主として、Linkyに係る0.8十億ユーロおよび英国における新規の原子力発電所に係る1.6十億ユーロ）を含む。
- ・新たな開発以外では、戦略的売却を除く純投資は、2018年においては10.9十億ユーロとなった。これは、主に、原子力発電所の維持管理に係る3.9十億ユーロ、フラマンビル3プロジェクトに係る0.8十億ユーロ、フランスの規制業務および島部システム（Linkyを除く。）に係る3.3十億ユーロ（接続、本土および島部の電力網の近代化）、最後に再生可能エネルギー（1.1十億ユーロ）ならびにサービス（0.4十億ユーロ）に対応するものである。

2018年における資産売却は1.9十億ユーロとなり、ダンケルクLNGターミナルの持分の売却に係る1.5十億ユーロを含んでいる。この結果、当グループの売却計画が完了し、2018年末現在に累積合計額10十億ユーロに達した。

(ii) 投資プログラム

短期的および中期的には、当グループは以下を目標とする。

- ・それぞれ資本支出が10.9十億ユーロ（中間利息を除いたフラマンビル3建設の費用（ユーロ（2015年））および4.0十億ユーロ（プログラムの完成に係る費用は、設備（メーターおよびコンセントレータ）ならびに設置サービスに関して締結された最新の契約における価格を考慮して、2014年から2021年の期間に関して4.5十億ユーロから4.0十億ユーロへと下方修正された。）相当であるフランスのフラマンビル3のEPRおよびフランスのスマート・メーター（Linky）（それぞれ「第2 3（2）①（ii）（イ）フラマンビル3EPRプロジェクト」および「第2 3（2）④（ii）（ニ）今後の課題」を参照。）など主要な産業プロジェクトを完了すること
- ・プロジェクトの100%完了時の合計費用19.6十億英ポンド（2015年）（中間利息およびプロジェクトの基準為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替レートの影響は含まれない。）のヒンクリー・ポイントCプロジェクトの完了を目的とする、英国の新規の原子力発電所建設に対する投資を継続すること（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。また、当グループはサイズウェルプロジェクトに関する調査も継続している。
- ・2014年から2025年までの期間における投資額が約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）」の産業プログラムを継続すること（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）
- ・2017年から2020年までの期間において、再生可能エネルギーに対する投資総額が年間2十億ユーロ超となる、フランス国内外における再生可能エネルギーに対する投資を強化し、太陽光発電設備容量を拡大すること。当グループは、主にパートナーシップを通じた資金調達によるソーラー・プランを2017年12月11日に立ち上げることを発表した。
- ・Edisonの資産回転を継続すること。これは、まず2017年におけるミラノの本社の売却およびガス資産ポートフォリオの売却、次いで2018年におけるGas Natural（GNV）およびサービス事業者であるZephyroの顧客ポートフォリオの取得より開始された。
- ・2018年3月27日付で発表された電力貯蔵計画により、当グループが既に運営している5GWに加えて、2035年までに世界各地で10GWの新たな電力貯蔵施設を開発すること。また、EDFは、貯蔵技術の急速な開発を支援するため、この分野における研究開発および革新のための設備も拡充している。
- ・2018年10月10日の戦略的パートナーシップを通じた革新的事業者のエコシステムに基づく電気モビリティ計画の立上げによって、2022年以降、4つの大規模市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）において、クリーンな電気モビリティにおける主要な電力会社となること

上記のプロジェクト（フラマンビル3、Linky、ヒンクリー・ポイントCおよび「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）、再生可能エネルギーに対する投資、ならびに当グループが実施した有形資産および無形資産の取得に関する強固なコミットメントについては、2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記46.1.2.1に記載されている。

最後に、CAP2030の戦略の一環として、当グループは、その方針および経済的制限の中で、既に開始された既存の計画に加えて新規開発計画を投資対象とする。かかるプロジェクトとは、EPR2プロジェクト、英国における新たな原子力発電所の建設、新たな再生可能エネルギーのプロジェクトおよび国際的な持分投資に係る新しいプロジェクトである。

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

(2) 当グループの事業の概要

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

当グループは、2018年12月31日現在、世界全体で126.5GWe（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584TWh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、以下のとおり、全世界で39.8百万件の顧客施設（2018年末現在、顧客は施設ごとに計数されている。顧客1人当たり、電気用に1つとガス用に1つの2つの供給地点を持つことができる。）（その内の29.7百万件がフランス国内）にエネルギーおよびサービスの提供を行っている。

- ・34.7百万件（その内の28.2百万件がフランス国内）の電力顧客（2017年末現在の電力施設数は35.9百万件であり、その内の29.4百万件がフランス国内（ESおよび海外部門を除くEDF）であった。）。
- ・5.1百万件（その内の1.5百万件がフランス国内）のガス顧客（2017年末現在のガス施設数は4.7百万件であり、その内の1.5百万件がフランス国内（ESおよび海外部門を除くEDF）であった。）。

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）ならびに下流部門（卸売りおよび小売り）の資産ポートフォリオの合同運用管理のための統合モデルを用いている。

① 発電事業

フランス本土における発電事業は、原子力発電所部門および火力発電所部門ならびに再生可能エネルギー部門に分かれている。これらの2つの部門に加えて、エンジニアリングおよび新たな原子力プロジェクト部門が、フランスおよび国外における当グループの新規の原子力資産の開発プロジェクトの責任を負っている。これら3つの部門は、欧州の主要な発電所を運営するために必要なすべての専門知識およびプロジェクトの推進者を有しており、その開発および持続可能性を確保し、これらの3つの分野においてグループ全体へその技術および産業の専門知識を提供している。

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。

- ・可変発電コスト（可変発電コストは、発電されたエネルギー量により直接的に変動するすべてのコストに相当する。電力発電の可変コストは、主に燃料コストである。）が低い、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。河川式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。揚水発電所（STEP）（EDFは、フランスにおいて5GWのSTEPを運営しており、また海外（イスラエル、チリ等）の30GWにおいて、EDFのエンジニアリングが参照されている。）により補完される調整可能な水力発電（ダム由来）および火力発電所は、ミッドメリット発電およびピークロード発電に使用される。
- ・EDFがその耐用年数にわたり完全に管理する、原子力発電所の標準化された重要な施設。さらにEDFは発電所の耐用年数を延長し、技術的な性能を向上させるべく取り組んでいる。
- ・厳格化する環境規制の流れにおいて原子力および水力発電施設が大部分を占めていることにより、二酸化炭素を排出せずに90%の発電が可能な発電所。
- ・大陸平野部と半島（イタリア、スペインおよび英国）間の電力交換の中継点にあたる地理的な位置。

発電所の構成および特性

フランス本土におけるEDFの発電所

2018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を除く。）に89.4GW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、2017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8.4%近くを占める、欧州最大の発電設備を保有している。

2018年、フランス本土における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443.3TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて450.6TWhであった。

2018年12月31日現在、EDFの発電容量は主として以下のとおりである。

- ・加圧水型原子炉（PWR）型の58基の原子力ユニット（ユニットとは、原子炉、蒸気発生器、タービン、発電装置、補助装置およびこれら収納する建物を含む発電ユニットとして定義されている。）。これらのユニットは、900MWから1,500MWまでの発電容量を有し、19か所に散在しており、その平均運転年数は33年である（「第2 3（2）①（i）フランスにおける原子力発電」を参照。）。
- ・稼働中の20基の火力発電ユニットがあり、その平均運転年数は約20年である（「第2 3（2）①（iv）フランス本土における火力発電」を参照。）。
- ・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）74年である（「第2 3（2）①（v）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。

- ・当グループの子会社のSHEMAグループ（100%）およびCERGA（ドイツの電力会社であるEnBWと50／50の対等所有）を通じて所有するその他の水力発電所。これらの発電所は、2018年において合計で設備容量が約140MWであった。

その他の地理的地域および子会社

また2018年末現在、当グループは、以下のとおり、37.1GWの発電設備容量も有している（2018年の発電量は133.4TWhであった。）。

- ・EDF Renewables（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）（総設備容量8GW、発電量約15TWh）。
- ・海外県の島部エネルギー・システム（設備容量2GW、2018年における発電量約6TWh）（「第2 3（2）④（iii）島部エネルギー・システム」を参照。）。
- ・英国のEDF Energy（設備容量14GW、2018年における発電量約70TWh）（「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。）。
- ・イタリアのEdison（発電設備容量6GW、2018年における発電量約20TWh）（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。
- ・上記以外の世界各地（総設備容量4GW、発電量18TWh）（「第2 3（2）⑤（iii）その他国外」を参照。）。
- ・Dalkiaからの発熱を除く寄与分（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）（発電設備容量2GW、2018年における発電量4TWh）。

（i）フランスにおける原子力発電

フランスにおけるEDFの原子力発電所による発電量は、2018年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の88.7%であった。

（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所

EDFのPWRモデルは、発電可能電力により3系列に分類される。

- ・平均運転年数が37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30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18年、電力容量が約1,500MWの4基からなる最新型のN4系列（総電力容量5,990MW）

合計58基がEDFの所有する19か所の施設で稼働中であり、2018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33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。

2018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	次回の 10年点検	ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検
フェッセンハイム1	1978	2009	n/a	グラブリンヌ6	1985	2018	VD4
フェッセンハイム2	1978	2011	n/a	クリュアス3	1984	2014	VD4
ビュジョイ2	1979	2010	VD4	クリュアス4	1985	2016	VD4
ビュジョイ3	1979	2013	VD4	シノンB3	1987	2009	VD3
ビュジョイ4	1979	2011	VD4	シノンB4	1988	2010	VD3
ビュジョイ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	1985	2018	VD4
グラブリンヌ1	1980	2011	VD4	パリュエル3	1986	2017	VD4
グラブリンヌ2	1980	2013	VD4	パリュエル4	1986	2008	VD3
トリカスタン1	1980	2009	VD4	サンタルバン1	1986	2017	VD4
トリカスタン2	1980	2011	VD4	フラマンビル1	1986	2018	VD4
ダンピエール2	1981	2012	VD4	サンタルバン2	1987	2018	VD4
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	2018	VD4
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	2018	VD4	シボー1	2002	2011	VD2
グラブリンヌ5	1985	2017	VD4	シボー2	2002	2012	VD2

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

発電割当契約

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

この発電所において、EDFは、以下の欧州のエネルギー会社との契約に関与する12基の発電ユニット（最大1.5GW）を有している。

- ・EnBW（17.5%）およびスイスの電力グループCNP（15%）と共同所有するフェッセンハイム1－2（当該最終契約は、2017年12月31日に終了した。）。
- ・EnBW（5%）と共同所有するカットノン1－2
- ・Électricité de Laufenbourg（Axpoグループ）（17.5%）と共同所有するビュジョイ2－3
- ・Electrabel（Engieグループ）（12.5%）と共同所有するトリカスタン1－4
- ・EDFのベルギーの子会社であるEDF Luminus（3.3%）と共同所有するショーB1－B2

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の開発において、産業上のリスクをEDFと共有し、発電所の現在の操業に関する業績に関連するリスクを負う。一方で、パートナーは操業上の役割は担わない。

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

- ・ショーB1－B2（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）①（i）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」に詳しく述べる。

原子力発電所の操業方法

発電サイクルおよび計画的な供給停止

気温に対して非常に敏感であるフランスの季節ごとの大幅な消費変動、整備資材の入手可能性および原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整するために、EDFは現在、発電所に12か月および18か月の発電サイクルを採用している。2018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関連する系列によって異なる。10年点検のプログラムの内容には以下が含まれる。

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

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

EDFの原子力発電所の操業

可変コストが低いため、原子力発電資源は、河流水力およびその他の不可避の再生可能エネルギー、ならびに分散型エネルギー事業者からの購入義務に基づいて購入したエネルギーに続くベースロード発電として第一に使用される資源である。1年間（夏冬、昼夜を問わず）のエネルギー消費量の変動および国境地帯での相互接続が限定されていることに起因して現状では制約されている卸売市場の流動性によって、原子力はミッドメリット発電にも使用されることとなった。フランスの季節ごとの大幅な消費変動および冬季の消費レベルの大きな変動のため、計画的な原子力発電所の操業停止は、4月から10月の間に集中させることが必要になる。2003年の熱波では、河川における非常に高い温度の影響、とりわけ「川岸の」ユニットの操業状況に関する影響が浮き彫りにされた。これに従い、「海岸の」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

2018年の原子力発電所による発電量は393.2TWhであって、2017年の発電量から14.1TWhの増加であった。

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ことで得られる（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

- ・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。

2018年において、Kp係数は2017年（68.55%）からわずかに増加して71.1%となった。これは、Kdが2017年（77.1%）から減少して76.5%であったこと、またKuが2017年（88.92%）から増加して92.8%であったことの結果である。

2018年、発電のパフォーマンスは偶発的な損傷および発電に関する大規模な事象（約12.5TWhの損失）、予定より長期にわたった供給停止（約5TWhの損失）、ならびに環境的な制約（約2TWhの損失）による影響を受けた。2018年に生じた供給停止の延長については、維持管理および運営品質に係る問題、技術的な故障ならびにプロジェクトの管理不備が等しく原因となっている。予定外の供給停止に関連するパフォーマンスの損失は、数件の偶発的な事象により、2017年の3.26%から増加して、2018年には3.7%となった。これらを除くと予定外の供給停止の割合は3%となる。これらの数値は、主要部品の修復および交

換に関して2007年に実施され、2009年以降の予定外の供給停止の割合を全体で30%に引き下げた維持管理戦略を後退させるものではない。

2018年における発電量に影響を及ぼした主な技術的事象は以下のとおりである。

- ・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蒸気発生器が、3回目の10年点検中の交換時に倒壊した後の、パリュエル2原子炉の再稼働に向けた活動の継続および完了。一次冷却システムが2018年4月20日に実施された水圧試験を通過し、ASN（フランス原子力安全当局）は2018年7月13日にパリュエル2の原子炉2号機の臨界を正式に認可した。パリュエル2は、2018年7月23日に電力網に再接続された。
- ・AREVA NPのクルーズ・フォルジュ工場における、鍛造部品のいくつかの製造記録（この記録は、「閉鎖」および「非閉鎖」記録と呼ばれる。）における品質上の瑕疵の調査の継続。運転中の原子炉に取り付けられた部品の製造記録の包括的な見直しにより、各原子炉に関する概要報告書が作成された。この報告書は、当該原子炉が法定の計画的な供給停止の後に再稼働される少なくとも2か月前に、ASNに対して審査のために送付される。その後ASNは、各原子炉が再稼働される前の場合と同様に、再稼働許可の決定を下す。2018年末、58基の運転中の原子炉に関する概要報告書が、定められた期間内にASNへ送付された。2019年1月末現在、54基の原子炉がASNから再稼働の許可を取得し、関連する部品の運転上の安全性が確認された。

EDFは、鍛造部品の異常の処理に次いで、2017年12月15日付のASN決定第2017-DC0664号に基づき、書面の品質監査範囲をクルーズ・ロワール工場で組み立てられた部品に関する記録にも拡大した。504件の関連する製造記録の審査において特定された異常は、いずれも設備の完全性および運転上の安全性を損なうものではなかった。概要報告書は、2018年末にASNへ送付された。

フェッセンハイム2の蒸気発生器3号機に関する特定の例（2016年に下部の鍛造記録に異常が発見され、2017年7月初旬に、2016年秋に実施された追加試験プログラムの結果とともに総合分析報告書がASNへ送付された。）に関しては、2018年2月27日に常任の専門家委員会が開かれ、問題となっているフェッセンハイム2の蒸気発生器の再稼働を支持する意見を表明した。2018年3月12日、ASNは、かかる異常により蒸気発生器の有用性が損なわれておらず、規則を遵守していることが実証されたことを考慮し、フェッセンハイムの原子炉2号機に設置されている蒸気発生器に係る圧力試験証明書の停止を解除した。3月23日、フェッセンハイムの施設は、原子炉2号機について臨界の許可を受けた。同施設は、2018年4月9日に電力網に再接続された。

- ・2017年末にベルヴィル2の原子炉において発見されたサーマル・スリーブ（原子炉容器上蓋内側の機械部品）への損傷の調査および処置。ベルヴィル2において、観察された損傷の程度の調査に続き、修復記録が作成および実行された。そのため、同原子炉は2018年4月12日に再稼働し、同施設の他の原子炉において、計画されたユニットの供給停止の期間中に検査が実施された。一部の1,300MWの原子炉において、現在のユニットの供給停止期間中に修復が必要であることが検査により判明し、供給停止期間が延長された。これにより、2018年全体で合計約10TWhの影響が生じた。2019年4月末までに、全原子炉が検査される。
- ・ダンピエール4の蒸気発生器の早期予防的な洗浄（計画的なユニットの供給停止の期間中に予防的検査が実施され、蒸気発生器3基において、第5スパーサー・プレートの目詰まりが予想よりも悪化していることが判明した。）。

またEDFは、その原子力施設設備の法令遵守を保証するための体制構築プロセスを継続している。このため、EDFは、ASNに対して、安全性の問題を考慮しながら異常の処理を優先および手配するための行動計画を提示した。同計画の実施は、すべての原子力発電所および国内のエンジニアリング・ユニットに関係するものである。

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を40年を優に超えて稼働させることであり、これは2014年から2025年の期間にかけて大規模な維持管理の継続的な実施を必要とする。当グループが発電所になされるべき膨大な量の作業を産業パートナーとともに統合するために、「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、また状況が許せばその稼働を継続させることを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）について原則的に承認した。承認された投資額は、現在稼働中の58基の原子炉について、2014年から2025年までの期間に最大55十億ユーロ（2013年）（ユーロ時価で60十億ユーロ）であった（フランス会計検査院の2016年2月10日の報告書で提示される数値は、2030年までのより長期的な時間の範囲を対象としており、また投資を越え、営業費用および維持管理費用を含む。両評価は、フランス会計検査院がその報告書で記述するのとおり一貫している。実際に、フランス会計検査院が算出した全体の予測の中で、また、2014年から2030年の期間において100十億ユーロ近くにもなる、74.73十億ユーロと見積もられている投資支出は、25.16十億ユーロ（2013年）と見積もられている営業費用と区別されるべきである。2014年から2030年の間の投資費用74.73十億ユーロ（2013年）のうち、55十億ユーロ（2013年）が2014年から2025年の期間に充てられており、これによりEDFグループおよびフランス会計検査院が設定した2つの予測が結び付けられる。）。

既存の発電所に関しては、本プログラムは通常の維持管理費用および設備の耐用年数の延長（900MW系列の4回目の10年点検および1,300MW系列の3回目の10年点検における蒸気発生器の交換）に要する投資の両方をカバーしている。

それ以降に実施された最適化の作業（削減および延期）により、本プログラムの2014年から2025年の期間における全体的な費用は45十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で48十億ユーロ）へと下方修正された。かかる修正は、主に、採用された技術ソリューションおよび部品交換戦略の最適化の不断努力、またこれらのよりの確な適用による産業基盤容量の合理化（これにより一部費用の支出が延期可能となった。）によるものである。また、4回目の10年点検に先立つフェッセンハイム発電所の閉鎖日も考慮された。

これらの産業的な施策により、約6十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で7.5十億ユーロ）の費用が削減され、また約3.8十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で4.7十億ユーロ）の支出が2025年以降に延期され、当初予測から合計10十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で12十億ユーロ）近くの削減となった。

このため、かかる全体的な修正に対する当該延期の貢献度は、2017年と比較してわずかに上方修正された。10年点検および福島事故からのフィードバックの適用（合計6.2十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で7.2十億ユーロ））、蒸気発生器および大型部品の交換（合計4十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で4.6十億ユーロ））、ならびにその他エンジニアリング・プロジェクト（合計1.8十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で2.1十億ユーロ））に関して、追加の削減額が特定されたものの、ユーロ時価における約2十億ユーロの増加により相殺された。2019年以降、通常の維持管理費用（主として定期的な検査に係る費用のより正確な特定のために発生したもの）は、投資として認識される。

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

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

本プログラムの下で、発電機、変圧器または蒸気発生器といった発電所の主要な部品の計画的な修復または交換を継続して行う予定である。

2018年末までには、以下の作業が行われた。

- ・修復が予定されている合計49基のユニットのうち、47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126個の主要な変圧器のポール（すなわち約72%）が修復された。
- ・900MW系列の34基のユニットのうち、28基において蒸気発生器が交換された。

産業上の取組みは、2025年以降も、1,300MW系列のユニットの3回目および4回目の10年点検、900MW系列のユニットの4回目の10年点検ならびにN4系列のユニットの2回目および3回目の10年点検が行われる際に、継続して行われる予定である。この計画は、福島の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複数年にわたるエネルギー計画に沿って施設の稼働期間を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（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」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、代わりにセントラコ工場（EDFグループの子会社であるSOCODEIが所有）に依存している。

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

絶えず存在する原子力安全対策

EDFは原子力事業者として、その能力の範囲内で原子力の安全性に対して責任を負い、急激に変化する枠組み内（市場競争力、環境問題等）で、事故防止および事故による影響を制限することを通し、とりわけ人および環境の健康の保護を最優先事項として、原子力の安全性を再確認する。さらに、原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付成文法（「第23（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（1,970年を超える原子炉稼働年数、EDFの加圧水型原子炉（PWR）の合計稼働年数）を基礎とする。
- ・自動的操業停止の回数を減らすための持続的な努力によって特に体现されている、継続的な改善への取り組みを組み入れる。
- ・故障の修繕を見越し、設備の良好な稼働を維持し、継続的に装置を開発し、安全マージンを再評価しおよび技術の進歩を監視するために、当グループ内の統合された原子力エンジニアリングおよび研究開発を活用するとともに、より効率的な新しい技術を実施し、また廃炉されている敷地における作業を管理する。
- ・技術の発展に強く依存しており、この目標の下、各原子力発電所は、いかなる状況にも対応するために、訓練に使用するシミュレーション装置を備えている。

原子力の安全性は内的および外的な数多くの制御を受ける。

- ・EDFは、以下の内部統制手続を実施している。例えば、3年から4年に一度、EDFは、各原子力発電所に対して、3週間にわたって約30人の調査官が関与する総合的な安全性評価を行う。また、EDFの会長兼CEOに直属し、会長兼CEOにより指名された原子力安全・放射線防護総括監査官は、年次監査、原子力発電所の総合的な安全性に係る意見の表明、および当社の経営陣に対する改善策の提案を行う。特に、人為的動作を改善するためのEDFの尽力により、ここ10年にわたって自動的操業停止の年間平均数が半減した。この数値は、2018年に原子力発電所全体で合計18回となった。
- ・フランスにおける原子力施設の外部による安全制御はASNによって国レベルで実施される。

—以下の2種類の点検が行われている。

- ASNが実施する、予定されたまたは抜き打ちの施設の点検（2018年にはEDFのすべての原子力施設において519件の点検）
- 原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則を考慮して、かかる発電所における適用規則の遵守を強化し、またかかる発電所が環境および公衆衛生に及ぼすリスクの評価を更新するための定期的な（10年）見直しプロセス。かかる目標はその遵守の監視を行うASNによって設定され、EDFはこれらの目標に合致する解決策を提案し、ASNの承認を得た後にこれを実施する（「第23（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。定期的な再検査は、発電所の稼働を継続する重要なステップである（「第23（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第23（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

—国際レベルでは、定期検査が実施され、世界中の経験を共有することが可能である。

- IAEA（国際原子力機関）のOSART（運転管理評価チーム）は、フランス政府の要請に基づき、推奨事項を作成し、成功事例を促進するために調査を実施している。とりわけ、最初のEDFの企業内OSARTが2014年に開催され、EDFはIAEAにより定められた基準を完全に遵守しているという判断を下した。企業内OSARTのフォローアップは、2016年末に実施された。
- WANO（世界原子力事業者協会）が実施する国際的な「ピア・レビュー」調査が、国際的に最善の業務慣行に照らした安全実績の評価を行うためにEDFの要請で組織された。企業ピア・レビューは、ガバナンスの形態および企業の本社と施設との関係性の評価を目的として2017年に実施された。WANOは、企業ピア・レビューの終了後、2件の最優秀事例を挙げ、行動計画につながる4つの提言を発表した。

警告システム

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

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

さらなる効率性を提供し、よって、全住民の保護を向上するために、かかる計画は特に外的リスク（洪水等）および内的リスク（火災等）をも想定している。人々に警告し、情報提供し、人々を保護するシステムの妥当性は、事故シミュレーション実習を通じて、定期的に評価される。毎年、フランスのすべての原子力発電所において、約100回の実習が、すなわちほぼ3日に一度の割合で、実施される。約10回の実習が、ASNの管理の下、全国レベルで行われ、EDFおよび公的機関（具体的には、州

政府)も関わる。2018年には、4回の全国レベルの実習が開催された。施設の核物質防護(安全上の危機)に関連する最後の全国レベルの実習は、2017年に実施された(2年ごとに実施予定)。

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

安全性に関する重大事象

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

統制および監視

原子力の安全性は、内部統制(年報、内部統制計画およびフランス国内の核査察監査)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する、1から7の尺度(いわゆるINES尺度(国際原子力事象評価尺度))で分類される。原子力の安全上重大でない事象は「レベル0事象」と称される。1987年にフランスでこの尺度が設定されて以来、フランスの原子力発電所において、レベル3(極めて少量の外部放出および規制限度のごく一部の公衆被曝の影響があるとされる重大な異常事象)以上の事象は発生していない。

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

2018年における事象

2017年と同様、安全性または放射線防護に関する重大事象は、フランスでは記録されなかった。2018年、EDFのフランスにおける原子力発電所部門および火力発電所部門（DPNT）は、583件のINES 0に分類される重大安全性事象（ESS）、74件のINES 1に分類されるESS、および0件のINES 2に分類されるESSを申告した。

全体として、2018年の実績は、2017年と同等であり、分類されない事象（レベル0）の平均数は、2017年における10.38件に対して、原子炉1基当たり10.05件のESSへとわずかに減少しており、レベル1の事象の平均数は、2017年における1.13件に対して、原子炉1基当たり1.27件とわずかに増加した。

自動的操業停止回数は、原子炉1基当たり0.31回（2017年は0.38回、2016年は0.48回、2015年は0.66回）へと引き続き減少した。

2018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

現場当事者の動員により、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。2018年、平均集団線量は、原子炉1基当たり0.67人・シーベルト（年間集団線量は38.8人・シーベルト）である。2018年の集団線量測定結果は、活動レベルが上がったために、2017年の値（35.38人・シーベルト）から増加した。EDFは、稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量を増加させつつ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。既に達成したレベルを考慮して、主に最悪の線量測定結果を出した発電所について、特に回路の洗浄を行うことにより、努力を集中させる。

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、2018年および12か月の周期を通して、関係者（EDFの従業員および請負業者）のうち1名のみが、14mSvを超える個人線量（わずかに50マイクロ・シーベルト超の超過）に晒された。

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を出した発電所について、特に回路の洗浄を行うことにより、努力を集中させる必要がある。

（二）核燃料サイクルおよび関連する問題

EDFのフランス国内の原子炉において使用された核燃料の年間平均基準消費量は、約1,200トン（重金属、天然濃縮ウラン、再濃縮ウラン、プルトニウム）であって、このうち約1,080トンがENU燃料（濃縮天然ウラン）、110トンが ^{238}Pu 燃料（再濃縮されたプルトニウムから生成される。）および10トンがERU燃料（再濃縮ウラン）に相当する。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電のための燃料の供給、その後の燃料の搬出および処理を可能にする、フランス国内外の発電工程のすべてを含む。当該サイクルは、以下の3段階で構成される。

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

EDFは、燃料サイクルのすべての業務を調整する。一般的に、上流部門および下流部門の業務は、複数年契約に基づき、通常は請負業者または供給業者により行われている。EDFは、原材料の大部分をウラン濃縮物（ U_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。

Oranoは、この点において重要な供給業者である（「第3 2（4）依存因子」を参照。）。

必要に応じて、当グループはそのウラン供給のための為替ヘッジ戦略を実施する。

天然ウランの供給

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

EDFは2018年に、いくつかの主要な市場の供給業者からの長期的な供給の確保を引き続き行った。

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

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

WNAにより定められたこれらの方針は、現場で見られた成功事例を広め、それ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、Oranoグループ、ならびにカナダのCameco、米国のConverdynおよびロシアのTenex等国外における他の生産業者により満たされている。

天然ウランのウラン235への濃縮

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

再濃縮ウラン

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

2013年、再処理は、新たな産業構造が利用可能となるまで停止された。

2018年、取締役会は、強固で競争力を有しかつ効率的な部門の再開を承認した。集合体の初装荷は、技術的変更の実施および安全当局から必要な許可を取得することを条件として、2023年に予定されている。

2018年度第2四半期に、対応する契約が各供給業者との間で締結された。

当該部門の再開の効力発生まで、再処理ウランは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FramatomeおよびWestinghouseとの間の契約は、EDFの需要の大部分を満たしており、少なくとも2020年まで供給を保証するために2014年に更新されている。

下流部門

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

原子力燃料サイクルに関して、EDFは、フランス政府と合意の上、使用済燃料を処理し、可能な限りこの処理において MO_x 燃料の形態に分離されたプルトニウム等の物質をリサイクルする戦略を現在行っている。処理される量は、 MO_x 燃料を積載することのできる原子炉におけるリサイクル可能なプルトニウムの量によって決定される（「同等流量」の法則）。フランスの発電所における原子力ユニットのリサイクル能力では、年間で約1,100トンの使用済燃料の処理が可能である。

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

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

PNGMDRの2019年－2021年版は、2019年の公開討議に供される。2018年5月、CNDP（フランス公開討議委員会）は、かかる討議の準備、計画および実施のために特別公開討議委員会（CPDP）を任命した。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

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

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

2016年2月、EDFとOranoは、2016年から2023年の期間を対象とした実施契約および関連する MO_x 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、OranoおよびFramatomeは、ウラン供給、転換および濃縮に係るサービスの提供ならびにヒンクリー・ポイントCの原子炉の燃料供給のための集合体製造について規定する契約を締結した。

調整後の最終的な廃棄物の貯蔵

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

長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW-LLのガラス固化が可能となり、ガラス固化により廃棄物の体積は減少し、高い技術での貯蔵が保証される。廃棄物はその後、ラアグの特定施設に一時的に貯蔵される。例えば、旧天然ウラン黒鉛ガス（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（百万人当たりの年間電力消費量から、約3立方メートルのHLW-LLが発生する。）。

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、特に天然ウラン黒鉛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年間に及ぶ研究、評価および公開討議を経て、放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号により、将来世代に負担を負わせることなくこの種類の廃棄物を管理するための安全な長期的な解決方法として、深地層貯蔵の方針が採用された。

当該施設はフランス東部、ムーズ県とオート・マルヌ県との間の県境に設置される予定である。Cigéoは、廃棄物パッケージの受入れおよび準備ならびに地下施設の掘削作業および建設作業に利用される地上施設によって構成される。廃棄物は、約500メートルの深さにある、非常に長い期間（数十万年間）において放射能を閉じ込められることができる不透過性の粘土層にある地下施設に貯蔵される。Cigéoは、少なくとも100年間操業するよう、また、将来世代に、それを必要に応じて適応させることができる可能性を最大限に与えるための柔軟性を提供するように設計されている。

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

ANDRAは、2022年の建設許可取得、2026年のパイロット操業フェーズ開始、および2031年の初回廃棄物搬入開始を目指している。2018年1月15日、ASNは、Cigéoから提出されたDOS（安全性オプションのリスト）につき、このプロジェクトが、その段階としては全体として技術的に十分な成熟度に達したと考える旨の意見を表明した。ASNの意見案は、Cigéoで処理されない歴青質廃棄物の貯蔵に関する代替案を調査することを要求している。2018年9月、2019年になされるCigéoプロジェクトの実施許可申請を踏まえて、DGEC（フランス政府におけるエネルギーおよび気候変動の管轄部門）により、3つの要因（歴青およびその挙動、中性化プロセスならびにその貯蔵手段に関する知識）に基づき、歴青の管理を評価するための専門家グループが任命された。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（黒鉛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）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照）。2006年6月28日付法律は、この廃棄物が特定の方法で地表近く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。貯蔵可能な廃棄物の特定のため、放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）の下で作業が進行中である。さらに、この放射性廃棄物の存在量をより厳密に明らかにすることを目的としたEDFの調査も、大きな成果を挙げた。この結果として、既存の地上施設において（特にシノンのA2原子炉の）黒鉛の一部を貯蔵することが再検討される可能性がある。

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

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

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

使用済燃料の管理および放射性廃棄物の長期的な管理に係る将来的な費用の計上

毎年EDFは、フランスにおける核燃料サイクルの下流部門に対し、引当金を設定している（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。

（ホ） フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備

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

- ・原子力発電所の耐用年数について40年を超えて延長できるための技術的条件の実施。2016年度上半期、フランスにおける原子力発電所のうち900MW発電所の会計上の償却期間を当グループの産業戦略に合わせるために必要なすべての技術上、経済上

およびガバナンス上の条件が充足された。したがって、EDFの取締役会は、フランスにおけるPWRの900MW系列の発電所（フェッセンハイムを除く。）の会計上の償却期間を、各10年点検後にそれぞれのユニットに対して個別に付与する継続的な稼働許可に関するASNによる決定に影響を与えることなく、2016年1月1日より40年から50年に延長することを、2016年7月28日に承認した。

- ・主に日本の福島原子力発電所事故から得た教訓をまとめることによる、継続的な安全性の改善。
- ・経年劣化または老朽化した設備に関する予防策の実施。

稼働中の発電所の40年を優に超える継続した稼働

福島の事故後の追加安全評価（ASA）

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

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

最終的に、ASAはまた、下請けに適用される規則の見直しも行った。

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

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

ASNはまた、「ハードコア」の構想およびFARNシステム（「第2 3（2）①（i）（ハ）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）も推奨している。この「ハードコア」は、ASAに関して検証された状況に耐えることができる発電所の構造、システムおよび構成部品からなる。2012年6月26日に、ASNは、福島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、とりわけ各ユニットの「燃料補給の」電気資源を有していなければならない。その一方で、臨時のバックアップ用ディーゼル発電機が2013年に58基それぞれについて設置された。「ハードコア」の完全な定義は、2014年1月にASNにより発令された技術面での規則に記載されている。

EDFのPWR設備の耐用年数

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

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

EDFの産業戦略は、3回目の10年点検および福島原子力発電所事故後の改善策に関連して行われた多額の投資ならびにフランスのエネルギー需要をも考慮に入れ、安全性およびパフォーマンスの面で最良な状態で、40年を超えて発電所を稼働させることである。この目標は、同様の技術を利用する原子炉について世界中で見受けられる傾向に沿っている。EDFは、この目的を

達成するために、産業計画および研究開発計画を実行している。新品に交換されるべき主要部品を新しくするための作業が開始され（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）、原子炉格納建造物および原子炉容器といった交換できない設備につき、これらが60年間まで作動できるようにするために、その設備能力を実証するための解決策が研究されている。

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

関連する技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことを受けて2016年6月に成立した、2016年1月1日付の900MW系列のPWRの発電所（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を40年から50年に延長する決定は、フランスにおける原子力発電所の耐用年数を40年超に延長する当グループの産業上の戦略の一部である。かかる変更は、国際的なベンチマークによって支持される少なくとも50年間稼働可能なPWRの900MWの発電所の技術能力およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）計画の下で漸進的に行われた投資に基づくものである。かかる投資により900MW系列のPWRは、その4回目の10年点検（VD4）後、EPRの安全性レベルに可能な限り近くかつ世界最高水準でもある安全性レベルに到達する見込みである。

900MWユニットの耐用年数の延長は、2018年から2023年までの期間および2024年から2028年までの期間に関する複数年にわたるエネルギー計画における現行の改訂と合致する予定である。

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

ASNは、900MWのユニットの4回目の定期的再評価についてのNRO（目標に対する反応についての覚書）に関する2018年9月28日付の文書において、「実施された取組みおよび予定されている取決めは、施設の安全性を大幅に改善し、この再評価の目標達成に寄与するであろう」と述べた。ASNは、2020年に包括的な見解を交付する予定である。それまで審査は継続し、EDFは調査、検査および作業に関するASNの要求事項を検討している。

また2018年9月、EDFは、対象となる施設の地域情報委員会（CLI）が開催する公開会議におけるEDF、ASNおよびIRSNからの専門家との討論および対話における一般市民の参加を目指して、IRSNおよびANCCLI（フランス全国地域情報委員会連合）とともに6か月にわたる公開討議を立ち上げた。これらの公開会議は、デジタル・プラットフォームにより補完される。

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

2018年末、900MWのユニット34基のうち32基において3回目の10年点検が実施された。これらのうち12基（フェッセンハイム1および2、ビュジョイ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および3）は、ASNとの情報交換を完了した（ASNの意見および要求事項を受領した。）。最後のユニット2基（シノンB3およびシノンB4）の点検は、それぞれ2019年および2020年に予定されている。

（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Ⅱに規定された原則に沿った、できる限り短い期間での」廃炉を規定するフランスの規制（フランス環境法第L.593-25条を参照。）に沿った、待機期間のない廃炉についてのものである。

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

- ・操業停止予定日から少なくとも2年前までの操業停止宣言。
- ・当局による審査および公式の調査を受けて、廃炉を許可する命令によりもたらされた廃炉要請。
- ・廃炉に関する安全基準システムに含まれる、ASNと共同で行う主要な進捗状況の点検。

- ・最終的には、作業完了後、基礎原子力施設を統制する法体制から当該施設を除外するための、施設の指定解除。

操業停止となった発電所の廃炉

EDFは、操業停止となった発電所（ショーAにおける加圧水型原子炉（PWR）が1基、ブレンリスにおける重水炉（HWR）が1基、クレイ・マルヴィルにおける高速中性子炉（FNR）が1基ならびにビュジョイ、サンローランおよびシノンにおける黒鉛ガス減速原子炉（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。

当該敷地は引き続きEDFが所有し、EDFの責任下および監督下に置かれる。

責任ある事業者として、EDFは、廃炉に関し、委託機関として行為する。

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

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

- ・放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（*Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets actifs*またはICEDA）を建設するプロジェクトがビュジョイの敷地においてほぼ完了している。同施設の操業開始は、2019年に予定されている。
- ・LLW-LL貯蔵センターは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的かつ持続可能な管理に関する2006年6月28日付法律により定められている。2008年におけるANDRAによる最初の敷地調査で結果が得られなかったことを受け、2012年末に政府に対して報告書を提出した後、ANDRAは2013年に調査を再開し、2015年7月に、フランスのスーレヌ地域に位置する敷地における貯蔵施設の実現可能性に関する報告書を提出した（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照）。さらに、NUGG発電所の新たな廃炉スケジュールにおいては、最終的な処分ルートが利用可能となるまで（2044年に黒鉛の初回搬出が行われる。）、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規定されている。

ショーA発電所の廃炉は、ショーの原子炉プールの充填ならびに原子炉容器の内部部品の切断および撤去が、依然としてスケジュールどおりに継続している。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が放射性物質の減少を待機する期間を設けずに廃炉を行う戦略を選択し、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。この期間は、加圧水型原子炉の廃炉に関してEDFが選択した。

2017年末におけるクレイ・マルヴィル原子炉容器の充填後、廃炉プロセスは、原子炉容器の上蓋の切断作業場の建設現場において継続している。

ブレンリスに関しては、2008年に締結されたCEAとの契約（同契約により、CEAはフェニックスの廃炉について全責任を負うこととなった。）に従い、EDFは当該施設の廃炉について全責任を負うこととなった。当初の命令の対象に含まれた廃炉作業は、廃棄物処理工場のエプロンの最終区画の解体および土砂掘削が現在進行中である。

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。このため、2018年7月末に廃炉に関する完全な資料が提出された。

NUGG原子炉の廃炉における産業戦略については、2015年末に徹底した検討が行われる中で「水中方式」による解体から「空気中方式」による解体へと転向し、また2013年から2015年のプロジェクト準備段階での調査結果が考慮されている。かかる検討において、容器の廃炉作業が大幅に延長され（当初の予定の10年が、約25年）、作業リスクを低減させるために、他の5基のユニットの廃炉の実施前に最初の系列のユニットを完全に廃炉することが必要であるとされた。新たな廃炉戦略は、2016年3月および2017年6月にASNの監査委員会に提示された。ASNの要請により、独立の専門家グループが廃炉案の安全性評価のために任命され、かかる廃炉案の主要な事項が承認された。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。）。

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。

- ・最初の容器の「空気中方式」による解体に使用する機械設備の検証のための産業用実証炉を建設すること
- ・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物の開発作業が、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の必要性については2070年以降まで先送りされた。

ASNは、2016年3月に開催されたASNの監査委員会における初回の公聴会を受けて、2016年7月29日付の補完書面において、当該事項に関し意見交換を行うことを提案した。2017年度第1四半期に、ASNの要請により、独立の専門家グループが、6基のNUGG原子炉の廃炉に関してEDFが選択した解決策の検討のために任命され、EDFの方策が承認された。2017年6月、同年3月にEDFが提出したこれらの結論および議論に基づき、ASNの監査委員会における新たな公聴会が開催された。

2017年12月下旬、EDFは、戦略および安全性の確保された構造体に関する安全オプションに関する資料ならびに2017年から2032年の期間を対象とする詳細な作業スケジュールを提出した。2018年、ASNはNUGGの戦略文書における主要な疑問点および結論を発表した。全原子炉の「空気中方式」による解体、産業用実証炉の妥当性および最初に廃炉される「最初の系列のユニット」（シノンA2）に関する計画は承認されたと考えられる。しかしながら、他の5基の原子炉の解体スケジュールに関しては、議論が継続している。EDFが提案したスケジュールでは、（最初の原子炉廃炉による）多くのフィードバックを、より複雑な段階の開始に先立って得ることができる。ASNは、最初の系列のユニットによるフィードバックを考慮に入れる必要性は認めているものの、現段階では全体のスケジュールに対する同意を表明していない。2019年2月12日、EDFは、EDFの提案する計画の裏付けとなるすべての情報を提示するために、ASNの監査委員会による聴き取りを受けた。公開討議に提出される予定のASNの決定案は、2019年に発表される見込みである。

実施予定の複雑な作業に関する不安定性の原因（特に新たな手法および技術の開発）を考慮すると、引当金は作業の優先順位および原子炉6基の廃炉プログラムにおける全体のスケジュールに大きく左右される。最終的に、EDFが作業スケジュールの変更（優先順位付けの省略）をしなければならなくなった場合には、引当金の水準が増加する可能性がある。

フェッセンハイム発電所の閉鎖プロジェクト

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

憲法院が2015年8月17日付法律第2015-992号（エネルギー移行法）の合憲性を検証した際に2015年8月13日付決定において指摘したとおり、フェッセンハイム発電所が早期に閉鎖されれば、EDFは補償を受け取る権利を付与される。

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

EDFの取締役会は、2017年4月6日の会合において、フェッセンハイム発電所の運転許可の取消しは、フラマンビル3EPRの稼働後にのみ、効力が生じること、ならびにフェッセンハイム発電所の閉鎖は、かかる取消要請日およびフラマンビル3EPRの稼働開始日の両日において、63.2GWの法定の上限を遵守するための必要事項であることを条件として、フェッセンハイムの閉鎖が不可逆的で不可避であることに留意した。

取締役会は、法律に従って、かかる取消要請がなされる日までに、フランス政府と交渉し欧州委員会により承認された補償協定に署名する権限を会長に付与した。

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

2019年1月25日、環境連帯移行省は、2019年から2023年までの期間および2024年から2028年までの期間に関する複数年にわたるエネルギー計画の草案を発表した。同計画案では「フェッセンハイム原子力発電所は、2020年春までに廃炉すべきである」と明記されている。

このような状況の変化を考慮して、合意案の一部条項の微調整、またとりわけEDFの求償権を保持しつつフラマンビル3の稼働からフェッセンハイムの閉鎖を切り離すことを目的とした、新たな交渉が開始された。

同発電所におけるEDFのパートナーであるEnBWは、一定の条件において、同発電所の発電容量に係る契約上の権利の割合に応じて、かかる逸失利益を受け取る権利を有する。この部分に関して、CNPは、パートナーシップへの参加の終了を決定した。EDFがCNPによるこの決定を認識した後、2017年12月31日に両社間の契約が終了した。

廃炉費用

EDF原子力発電所

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

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

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

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

2016年12月31日、かかる詳細なプロセスにより、廃炉引当金が451百万ユーロ（2016年）減少し、ILW-LL廃棄物の長期管理引当金が162百万ユーロ（2016年）増加した（2017年12月31日現在の連結財務書類の注記29.1を参照。）。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（Orano）およびフェニックス（CEA）

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

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

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

1999年より、長期的な原子力関連コミットメントを満たすための専用資産が徐々に積み立てられている（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記45.2「ポートフォリオの内容および測定」を参照。）。

フランス環境法第L.594条およびその施行規則により運転サイクルに関連しない負債が規定され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記45.4「長期原子力債務の填補率」を参照。）。

（ii） 新たな原子力プロジェクト

「第3 2 (1) ⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」の「解説5 D：複雑なプロジェクトの管理リスク（リスク要因4 A）」に加えて、EPRプロジェクトの成功は、特定の産業、規制および財政要因に左右される。」と称するリスク要因も参照。

(イ) フラマンビル3 EPRプロジェクト

EDFは、フラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトを保有および管理している。

原子力安全当局（ASN）との対話および行政許可

ASNは、2015年3月に提出された稼働許可申請書の審査の最終段階に入っている。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。2018年度上半期末に常任の専門家グループの会合が開催され、この施設の稼働の許可を視野に入れた安全性の実証について賛成意見を表明した。しかしながら、同施設の稼働は、主要二次システムの溶接の審査、起動試験の結果および当該ボイラーのESPN（原子力圧力機器）に対する安全性認証の付与を条件とされている。

ASNは、温態機能試験の実施に関する一部稼働許可に関する決定を下した。また、排出量に係る命令も更新され、同施設の環境フットプリントが減少する。

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は、ASNによる最終審査中である。2019年度上半期に、関連する決定の草案が公開討議に供されなければならない。

2018年10月9日、EDFは、DGEC（フランス気象エネルギー総局）に対して、運転許可申請書を送付した。

現場作業の進捗

同現場では、毎日3,600人近くが動員され、未だに高い作業レベルにある。

2018年末には電子機器設備の98%超が組み立てられ、残りの作業はシステム性能試験が実施され次第行われる。

2018年には、以下のとおり多くの主要な段階が達成された。

- ・稼働時の圧力を上回る240バール超の圧力下での一次システムの漏洩試験等の、数回の試験が実施される、「冷態機能」試験が行われた。
- ・2018年4月、原子炉建屋の圧力試験に成功した。これは、建屋内の気圧を大気圧の6倍まで加圧し、コンクリート構造物の適切な力学的挙動および機密性を検証することを目的とした、「空気中方式」による試験であった。
- ・2018年9月初旬に計装制御の配置の統合が行われ、約250の変更がなされた。これにより、一貫しかつ固定された配置の計装制御により温態機能試験を実施することができる。

現在、フラマンビル3の稼働に関する3つの主要な課題は以下のとおりである。

- ・主要二次システムの溶接処理の戦略が承認されること、次いで主な利害関係者（ASN、パートナーおよびその下請業者）と協働して修復作業を成功させること
- ・稼働日までに準備が完了するように、安全性および品質に係る基準ならびにスケジュールに沿いつつ試験を迅速化すること
- ・短期の作業計画を最大限に最適化するため、設置完了作業を事業化し、また同施設の組織体制を新たな段階へと移行することで段階的に運営事業者に移行すること

機器製造の品質

2018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。Framatomeにより製造された一次冷却システムの品質状態は以下のとおりである。

原子炉格納容器

2017年度上半期、ASNは、FramatomeがEDFの監督下で提出した書類に基づき、炭素レベルが「想定を上回った」容器の上蓋および下鏡の審査を行った。ASNは、ASNが任命した専門家グループによる2017年10月11日付の意見に基づき、容器の上蓋および下鏡の機械的性能は、事故発生の場合を含めて、要件を満たしていると判断した。

2018年10月9日、ASNは以下の事項を認可した。

- ・容器下鏡の稼働（適切な検査を条件とする。）。
- ・検査の技術的な実現可能性が容器下鏡と同等であることが判明しない限り、耐用年数を2024年までに制限した上で容器上蓋を稼働すること

現在、EDFは、容器上蓋の供用期間中検査法の開発プロジェクトに取り組んでおり、この作業方法が産業的に実現可能である場合には、2019年にASNに対して現行の容器上蓋を維持するための申請を行うことを目指している。かかる認可が得られない場合、代替の容器上蓋の製造に係る費用の一部または全部をEDFが負担しなければならない。これらの費用は、該当する場合に

は、稼働後に発生することから、目標建設費用には含まれていない。さらに、EDFは、この件に関してAREVA SAに対し仲裁手続を開始した。

破断防止および主要二次回路の溶接における品質不具合に関する問題

2017年11月30日、EDFは、蒸気発生器からフラマンビル3EPRのタービンへ蒸気を運搬する主要二次配管の溶接品質における不具合の発見に関して、原子力安全当局に対し重大事象の申告を行った。

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

しかしながら、これらの要件は設計段階で適用されたものの、溶接段階では正確に理解されていなかった。これらの要件の不遵守は、必ずしも原子力圧力機器に係る規制の不遵守を意味するものではない。

また2018年3月21日以降、EDFは、当初包括的検査において、フラマンビルEPRの主要二次システムの配管の溶接に品質の不具合を発見した。当初包括的検査は、発電所の稼働に先立つ規制要件であり、特に、一次システムおよび二次システムの溶接の検査が行われ、稼働前の発電所の当初参照状態が設定される。

産業上の手続に従って、溶接は当該システムの製造を担当した請負業者のコンソーシアムにより検査されていた。同コンソーシアムにより、各溶接について、施工完了時に基準に適合していることが申告されていた。

2018年4月10日（「EDFが、フラマンビルEPRの主要二次システムの一部の溶接における品質の不具合を発見、追加の審査を開始」と題する、2018年4月10日付のEDFのプレスリリースを参照。）、EDFは、これらの溶接の検査における不具合の発見に関して、ASNに対し重大事象の通知を行った（主要二次システムの一部に関しては、「破断防止」要件の適正な適用に関して、既に不具合が生じている。）。

このためEDFは、2018年度第2四半期に、主要二次システムにおける対象となる150か所の全溶接について、新たな点検を実施した。

150か所の全溶接の点検の結果は以下のとおりである。

- ・品質不具合のある33か所の溶接は、修復の必要がある。品質不具合のある溶接の修復作業は、2018年7月末より現場で開始された。
- ・EDFはまた、この他に欠陥はなかったがEPR設計段階においてEDFが定義した「破断防止」要件に合致しない20か所の溶接について、修復することを決定した。初回の溶接是正措置の記録がASNに対して送付され、現地での溶接は2018年11月に開始された。
- ・これ以外の10か所の溶接について、EDFは、当該施設の全操業期間にわたる高水準の安全性を確保するための特定の検証方法をASNに提案した。最終分析の結果、この数は8か所に減少した。さらに、これら8か所の溶接のうち1か所に小さな品質不具合があることが、検査後に認められた。ASNは、上記の特定の検証方法について、今後数か月にわたり綿密な調査を行う予定である。

稼働スケジュールおよび建設費用

2018年7月25日（「フラマンビルEPRの主要二次システムにおける溶接：EDFによる是正措置の策定ならびにスケジュールおよび目標建設費用の調整」と題する、2018年7月25日付のEDFのプレスリリースを参照。）、当グループは、これらの点検についての進捗報告書を発表し、これに対応してスケジュールおよび目標建設費用を修正した。

- ・燃料装荷の目標は2019年度第4四半期末に設定され、このため温態機能試験は2018年末に開始予定となった。
- ・目標建設費用は、10.5十億ユーロから10.9十億ユーロ（ユーロ（2015年）。中間利息を除く。）に増加した。

2019年1月21日（温態機能試験のスケジュールについては「フラマンビルEPR：進行状況」と題する、2019年1月21日付のEDFのプレスリリースを参照。）、EDFは、温態機能試験のスケジュールが見直され、2019年2月後半に開始予定となることを発表した。温態機能試験は、2019年2月22日に開始された。

スケジュールおよび建設費用の見積額は、依然として厳しいものである。これらには、上記のASNによる行政許可の日程が含まれており、この日程は特に、当グループが2019年1月31日付で発表したプレスリリースに記載されるとおり、主要二次システムにおける溶接の加工についてEDFが検討している方法の審査の完了に左右される（ASNの声明については「フラマンビルEPR：進行状況」と題する、2019年1月31日付のEDFのプレスリリースを参照。）。

2019年1月29日、ASNの委員長は、ASNは主要二次システムの溶接の検証プログラムに関する声明を2019年5月に発表する予定であり、また「原子炉建屋内の溶接8か所においても交換が必要と判明した場合、期日に間に合わせるのとは不可能になるだろう」と発表した。このため、フラマンビルのEDR施設における特にスケジュールおよび建設費用に関する詳細な進行状況は、

ASNによる裁定の公表後に発表される予定である。現段階では、EDFは、ASNの決定において提案されている方法が認証されなかった場合の影響を評価することはできない。

2019年3月11日、EDFは、同原子炉の稼働期日を2023年4月11日まで延長するための建設許可命令の修正申請を、環境連帯移行省に対して念のために送付した。

(ロ) 「新たな原子力」のその他のプロジェクト

英国

英国においては、EDF Energyがヒンクリー・ポイントにおける2つの原子力発電所の建設プロジェクトの66.5%を保有しており、残りの33.5%はChina General Nuclear Power Corporation (CGN) が保有している。新規の原子力発電所建設事業ユニット (NNB) がプロジェクト保有者であり、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が設計調査を担当している。

EDFはまた、CGNとのパートナーシップの一環として、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）にも取り組んでいる。

「第2 3 (2) ⑤ (i) (ロ) (d) 新規の原子力発電所建設事業」を参照。

台山のEPR

中国においては、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。

2018年には、1号機において以下の主要な稼働段階が達成された。

- ・ 容器への燃料装荷
- ・ 電力網への接続
- ・ 最大出力での運転
- ・ 2018年12月13日に発表された商業稼働。これにより、台山原子力発電所は、商業運転を開始した最初のEPRとなった。

2号機においては、性能試験段階における多くの重要な段階が達成された。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他のEPRプロジェクトのために収集した。

2号機に関しては、数種類の主要な試験が実施された。2018年7月には、一次システムの水圧試験を含む冷態機能試験が完了した。2018年10月には、原子炉建屋の漏洩試験の実施に成功した。2019年1月には、温態機能試験が完了した。

台山のEPRプロジェクトは、2019年においても継続し、2号機において容器への燃料装荷準備が行われる。2019年度上半期における課題は、中国の安全当局による稼働許可の交付に関連するものである。

現在まで、1号機の商業稼働は、EDFの想定を下回る暫定料金に基づくものであった。発電事業者と中国当局との議論により最終的な料金が決定され、第3世代の原子力発電所に対して、商業稼働日から遡及的に適用される。

EPR 2

EDFは、2016年末に、原子力安全規制当局に対して「EPRの新型モデル」 (NM EPR) プロジェクトに関する安全オプション・ファイルを提出し、原子力安全規制当局は2017年にこれを審査した。2018年初めに、原子炉に関する常任の専門家グループは、かかる安全オプション・ファイルに対する結論を提出した。特に、同専門家グループは「NM EPRプロジェクトに用いられる設計における変更点のほとんどは、フラマンビルのEPRおよび現在運転中の原子炉からのフィードバックからの教訓ならびに福島第一の事故からの教訓を踏まえたものである」とし、また「多くの取組みにつながった技術審査における議論を踏まえて補完または変更されたNM EPRプロジェクトに用いられる設計オプションは、少なくともフラマンビル3EPRの原子炉と同等の安全水準を確保している可能性が高く、（加圧水型原子炉の設計に関する）ASN指針第22号の提言に適合していると考えられる」と結論付けた。

2017年、ASNによる安全ファイルの審査と並行して、EDFおよびFramatomeによるEPRの新型モデル・プロジェクトの作業は、フランスで現在稼働中の原子力発電所を代替する可能性があり、ひいてはフランスの原子力産業の輸出事業を強化する可能性のあるモデルの技術構成の完成に至った。この結果、NM EPRプロジェクトは「EPR 2」と改称された。この技術構成は、NM EPRの安全ファイルの審査中に原子炉に関する常任の専門家グループにより発表された提言のほとんどを、予め統合している。

ASNは、常任の専門家グループによる結論およびEDFによる質問への回答に基づき、EPR 2 プロジェクトから2016年に提出された安全オプション・ファイルに関する意見を2019年初めに発表する。

フランスにおける新規の原子力発電所建設プログラムの準備

2019年1月25日、フランス政府は、複数年にわたるエネルギー計画の主要な方針を発表した。政府は、かかる方針に従って、フランスにおける原子力発電所の更新プログラムの適切な内容を決定するため、2021年半ばまでに原子力部門とともに徹底的な取組みを実施すると述べた。フランス政府と原子力部門戦略委員会 (CSFN) との間で2019年1月28日付で締結された部門契約には、フランスにおける新規の原子炉建設プログラムの実施に必要な産業容量の準備に係る項目が含まれている。

EDFは、この取組みに沿うために、EPR 2 技術に基づき、経済的および産業的な提案の準備を開始した。EDFは、フランス政府がかかる産業プログラムの資金調達に係る適切な規制枠組みを決定できるように情報提供を行う。

開発中のプロジェクト

2018年3月、EDFは、インドの国営電力会社であるNuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) との間でインドのジェイタプール用地におけるEPR原子炉6基の建設に向けた拘束力のない産業協働契約を締結した。この契約は、特にEDFおよびFramatomeによるニュークリア・アイランドに係るすべての調査および設備の供給を含む、産業的な枠組み、パートナーの役割および責任、ならびに次の段階を規定している。2018年5月に、EDFの作業範囲に関して、最初の商業的および技術的な提案が提出された。2018年6月、EDFおよびGeneral Electricは、ジェイタプールのプロジェクト支援のため、6基の原子炉の従来型アイランドの建設に関する、長期的パートナーシップに関する戦略的協働契約を締結した。2018年末に、EDFおよびそのパートナーにより、総合的かつ条件付の拘束力のない提案が顧客に対して提出された。

またEDFは、サウジアラビアにおいてK.A.CARE（アブドラ国王原子力・再生可能エネルギー都市）が開始した原子炉2基の建設プロジェクトに関する入札の募集にも応札している。2018年6月の第1段階の終了時に、EDFは、手続の次の段階に選出されたことをK.A.CAREより通知された。

中出力部門においては、EDFは中国（CGN）および日本（三菱重工）との長年のパートナーシップに依存している。当グループは、2つの中出力技術（CGNとのUK HPR1000および三菱重工とのATMEA1）を通じて、市場機会を活用していく方針である。UK HPR1000テクノロジーに関しては、EDFおよびCGNは、ジョイント・ベンチャー（GNS）を通じて、英国の安全当局による同技術の認証に向けて協働している。

フランスおよび英国以外におけるこれらすべての新規開発プロジェクトにおいて、EDFグループは技術提供業者および産業パートナーとしての位置付けを目指している。EDFグループは、この点において、プロジェクト管理に関するリスクに晒される可能性があるが、出資者として財務体質に影響を受ける可能性はない。

(ハ) 原子力エンジニアリングのデジタル変革（SWITCHプログラム）

2017年7月の設立以降、このプログラムは、現行の新たな原子力プロジェクトの管理、稼働中の発電所の耐用年数の延長、海外展開およびデジタル変革の導入に関連する分野において、EDFのCAP2030戦略に寄与している。これは、Framatomeを含むEDFの原子力部門の全事業者が参加する複数部門にわたるプログラムである。

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

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

これに関連して、2017年に開始された入札の募集により、2018年度第2四半期にPLM（製品ライフサイクル管理）ソリューションの供給業者としてDassault Systèmesが選出され、PLM（発電所の耐用年数管理）ツールを担当するインテグレーターとしてCap Geminiが選出された。

SWITCHプログラムは、2018年度第4四半期に運用段階に入り、ESPN（原子力圧力機器）、RTI（エンジニアリング技術基準）、EPR2およびHPC等の範囲における変革の作業を開始した。

(iii) Framatome

Framatomeは原子力エネルギー市場の国際的な大手企業であり、その事業は、原子力蒸気供給システムの設計および製造、ならびに装置、計装制御（I&C）システムおよび燃料の設計、供給および設置である。Framatomeは、その顧客を発電所の稼働まで支援し、あらゆる関連サービスを提供している。

Framatomeは、世界中に14,000人を超える従業員を擁し、その専門技術により、顧客の原子力発電所の安全性および性能の向上ならびに経済的・社会的目標の達成を支援している。

Framatomeは、フランス（17か所）、ドイツ（4か所）、米国（7か所）および中国（8か所）において、業界で大きなプレゼンスを占めている。同社は、南アフリカ、アルゼンチン、ブラジル、ブルガリア、カナダ、韓国、スペイン、ハンガリー、日本、チェコ共和国、英国、ロシア、スロバキア、カザフスタン、スウェーデンおよびウクライナにおいても、業界または営業でのプレゼンスを有する。

Framatomeは、EDF（75.5%）、三菱重工業株式会社（三菱重工、19.5%）およびAssystem（5%）により保有されており、2017年12月31日よりEDFグループの連結財務書類に含まれている。

(イ) Framatomeの戦略、市場およびビジネス機会

Framatomeの戦略は、その主要事業（すなわち原子力蒸気供給システム）に基づいており、安全で競争力のあるソリューションを提供し、その産業化を行い、産業部門の一環としてプロジェクトを遂行することを目標としている。

Framatomeは、実績のある持続可能な専門技術、実行力、機敏な組織、安全で競争力のあるソリューションおよび国際的な発展の5つの戦略軸を活用することで、その進展を支えている。

同社の顧客基盤は、国際的な大手エネルギー企業を含み、世界中の250基を超える原子炉で作業をしている。

Framatomeは、あらゆる技術の原子炉における経験をもって、世界中の顧客のニーズに対応することができる。

原子力市場は、現在世界の32か国で稼働している約392GWeに相当する450基の原子炉（出典：CEA-Élecnucluc、2018年版、2017年12月31日時点の数値（<http://www.cea.fr/english/Documents/scientific-and-economic-publications/Elecnucluc-2018.pdf>））および予定されている新規の原子力発電所により、燃料、近代化およびサービスの分野において機会を提供する。Framatomeの目標は、差別化された提案および輸出パートナーシップにより市場シェアを拡大することである。

（ロ） Framatomeの事業

原子力発電所の設計および建設において60年にわたって築いた経験をもって、Framatomeは、原子炉技術全般において、プロセスのすべて段階で存在感を示している。同社は、熟練のエンジニアおよび技師を擁し、現在までに世界中で90を超える原子力発電プロジェクトを完了している。

エンジニアリング

Framatomeの専門家は、原子力蒸気供給システムを構成する装置の主要品目の設計に特化しており、これには、機械学、冶金学、中性子工学、科学計算業務、流体力学、リスク分析および原子力安全性分析が含まれる。Framatomeのエンジニアリング業務には、「ニュークリア・アイランド」ともいわれる発電所の心臓部、および原子炉の一次回路の主要部品（蒸気発生器、ポンプ、加圧器および原子炉圧力容器等）が含まれる。その専門家および技術者は、新たなEPR原子炉等の主要な新規原子力発電所建設プロジェクトに積極的に関与している。

機器の製造

Framatomeの機器は、11か国の100を超える発電所において装備されている。Framatomeは、フランスのル・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、新規の発電所への装備または稼働中の発電所の機器の交換のために、世界中の電力会社向けの原子力蒸気供給システムの主要な機器を製造している。同社は、先端技術の重機（原子炉圧力容器、蒸気発生器等）および移動式機器（原子炉冷却ポンプおよび制御棒駆動機構）を製造している。1970年以降、約10,000の機器がその製造所で、Framatomeの鍛冶作業員、機械工、材料技術者、機械検査技術者、ボイラー製造者および溶接士によって製造されている。

2018年、同社は、1月末にフランス原子力安全当局（ASN）およびEDFからフランスの原子力施設向けの鍛造部品の製造再開の許可を得た後、原子力産業向け重機の製造に特化しているパークランディエールのル・クルーゾ工場での増産を継続した。ル・クルーゾ工場は、フランスの原子炉向けの交換部品の供給のみならず、海外の新規建設プロジェクト（特に英国のヒンクリー・ポイントCにおけるEPR原子炉プロジェクト）向けに主要な鍛造部品の供給も行う。

計装制御システム

Framatomeは、稼働中および新規の発電所向けに安全な原子力計装ソリューションおよび計装制御システムの設計、製造および設置を行う。そのソリューションは、安全計装制御システムから通常操作の自動化システムまで、原子力計装からライフサイクル・ソリューションまで、シミュレーターおよびグローバルな計装制御エンジニアリングの専門技術からヒューマン・マシン・インターフェイス・デザインおよびヒューマン・ファクター・エンジニアリングまで、多岐にわたる。Framatomeは、これまでに世界中のあらゆる型の原子炉に、300を超える完全な計装および計装制御システムを設置した。

2018年、Framatomeは、EPZ (Elektriciteits-Productiemaatschappij Zuid-Nederland) が運営するオランダのボルセレ発電所のデジタル計装制御システムの近代化を完了した。プロジェクトは2014年に開始され、これには発電所の運営を監視するための、新たな原子炉制御・出力制限システムの設置が含まれていた。

また、Framatomeは、中国の発電所の田湾原子炉3号機に、実績のあるTELEPERM XSプラットフォームに基づいた完全な計装制御（I&C）システム、これに対応する計装、I&C電源キャビネットおよび稼働中のI&Cシステムを提供している。

燃料

Framatomeは、加圧水型原子炉、沸騰水型原子炉および研究用原子炉の燃料集合体の設計、開発および製造を行う。同社のノウハウは、燃料集合体の設計から、ジルコニウムおよびその合金（ジルコニウムは燃料生産において極めて重要である。）の製造、燃料製造および関連サービスならびに原子力発電所の稼働に至るまで、全過程に及ぶ。同社は、最高の性能および安全

性を確保するために、燃料管理全般から専用ライセンスまで、関連するすべての計算を行う。Framatomeの226,000本を超える燃料集合体が、世界中で稼働している100基を超える原子炉に装荷されている。

2018年に、Framatomeおよび中国グループのCNNCは、そのジョイント・ベンチャーであるCASTを通じて、福清原子力発電所5号機の「華龍1号」に燃料被覆管の初回分を搬入した。これらのジルコニウム合金管は、原子炉の安全かつ効率的な稼働に寄与する。2年に及ぶ継続的かつ安定的な生産後、51,494本の被覆管（198キロメートル、すなわち185本の燃料集合体に相当）がCASTの発電所により供給される。

また、同社は、2018年に、その先進燃料であるATRIUM 11を米国のサスケハナ原子力発電所に供給する旨の契約をTalen Energyと締結した。同社は、2021年1月に、ペンシルバニア州バーウィックに所在する施設に6回にわたって再装荷される燃料の初回分を供給する予定である。

原子力発電所の稼働および使用許可

Framatomeは、世界中で現在稼働中のあらゆる型の原子炉について、原子力安全当局と国際的な協働の経験が豊富である。同社はまた、各安全当局との関係を通じて、現行規制を適用して、事業者に対し支援を行う。Framatomeは、フランスにおいて、原子力圧力機器に関する法令（*Arrêté relatif aux Équipements Sous Pression Nucléaire (ESPN)*）の適用に関して専門知識を有する。同社の顧客は、機器が要件を満たすようにし、適格性研究および関連書類の作成において支援を受けるために、技術センターおよび検査施設を利用することができる。

原子力発電所の維持管理および近代化ならびにその耐用年数の延長を図るためのサービスおよびソリューション

Framatomeは、稼働の安全性、性能および利用率を確保しながら、既存の原子力発電所の維持管理および近代化を図り、既存設備の耐用年数を延長するために、革新的なソリューションおよびサービスを提供している。Framatomeは、各種技術および世界中の250基を超える原子炉の維持管理において、60年にわたる国際的な経験を有する。そのチームは、維持管理、部品交換、検査・点検、燃料交換、および維持管理のための原子炉停止の最適化された管理に関して専門技術および知識を有する。具体的には、その業務は、燃料集合体の供給および関連サービス、機器および予備部品の管理、I&Cの近代化ならびに化学的・放射化学的サービスに及ぶ。

2018年に、Framatomeは、米国南東部にある3つの原子力エネルギー施設の31の原子炉冷却ポンプ電動機の改修を完了した。同社は、2002年から2018年5月までの間に、これらの部品の変更および改良を行い、その再設置以降、信頼度は100%となり、故障ゼロの性能を実現した。原子炉冷却ポンプ内の電動機は、原子炉心の一次回路の周りでの冷却材の循環を可能にする。

同年、Framatome、Bureau VeritasおよびDoosan Babcockは、英国において原子力設備能力の認証サービスを提供するためのアライアンスであるEQUALLE™を設立した。

大規模プロジェクトの管理

Framatomeは、新規原子炉プロジェクトの建設において、その設計から調達・供給、稼働まで携わっている。

そのチームは、複雑なプロジェクトの管理について広く認められた専門技術をもって、最も厳しい安全基準を満たし、顧客の要求を満たすことを任務としている。新規の建設プロジェクトの場合、同社は、ニュークリア・アイランドについてソリューションを提供する。Framatomeは、フランス（フラマンビル3）、中国（台山1および2）および英国（ヒンクリー・ポイントCの原子炉2基）の5基のEPR原子炉の建設および稼働に、EDFとともに積極的に関与している。

2017年に、EDFおよびFramatomeは、フランスおよび世界中で新規の原子力発電所を建設するための共同エンジニアリング子会社であるEDVANCEを設立した（「第2-2 沿革」を参照。）。

(ハ) 2018年におけるFramatomeの主要な実績

1月に、Framatomeは、核燃料の設計、エンジニアリングおよび核燃料関連サービスにおける協働の拡大、原子力発電所のデジタル計装制御における連携の強化ならびに稼働中の原子力発電所の維持管理、安全性確保および操業上の改良における協力関係の強化を目的として、中国パートナーであるCNNCと共同開発契約を締結した。これと同時に、CNEIC（CNNCの子会社）との間で、燃料集合体用の部品について10年間の主要な更新契約が締結された。

同時期に、米国では、LightbridgeおよびFramatomeが、Lightbridgeの設計した金属燃料技術およびその他の先端の核燃料に関する知的財産に基づき核燃料集合体の開発、製造および販売を行う、出資比率50対50のジョイント・ベンチャーであるEnfissionを立ち上げた。

2月に、Framatomeは、Schneider Electricの原子力計装制御事業の取得を完了した。この取引により、Framatomeは、そのエンジニアリングの専門技術を強化し、計装制御（I&C）製品を拡大している。

4月には、FramatomeおよびVattenfallが、スウェーデンの原子炉であるフォルスマルク3ならびにリングハルス3および4に2021年から2024年までの間に10回にわたって再装荷される燃料集合体の搬入につき契約を締結した。これらの契約には追加で、2024年以降、各原子炉につき2回の再装荷を行うオプションが含まれる。

5月に、Framatomeは、米国に有する全原子力発電所について蒸気発生器の維持管理サービスを提供するために、Dominion Energyと数百万ドルの契約を締結した。点検および維持管理の作業は、2018年から2020年の間に行われる8回の操業停止中に実施される予定である。

6月末に、Framatomeの支援により、中国の台山原子力発電所1号機の送電網への接続が初めて成功した。これは、6月6日に最初の臨界に達した後、発電を開始した世界初のEPR原子炉となった。

また、Framatomeは、2018年9月に、フランスにおけるEDFの900MWe系列の原子炉の計装制御（I&C）システムの更新について契約を締結した。2015年より既に行われている研究に沿って、現場における最初の操業は、2019年に900MWe系列の原子炉の4回目の10年点検と同時に開始される。

11月に、Framatomeは、原子炉の耐用年数延長プログラムの更新の一環として、革新および新たな業務に関する覚書をカナダのBruce Powerと締結した。

(二) 原子力施設

基礎原子力施設（BNF）

Framatomeのロマン工場には、2つの基礎原子力施設（BNF）、すなわちBNF第63号（研究用原子炉向け燃料部品の製造（CERCA））およびBNF第98号（原子炉向け燃料集合体の製造）がある。2018年7月、Framatomeの設置基盤事業ユニット内のSOMANU（*Société de Maintenance Nucléaire*）の工場は、その形態をBNFから環境保護指定施設（ICPE）に変更した。

原子力の安全性に関する2018年の実績（Framatomeの目的は、その業務に関連して生じるすべての不具合および異常を発見し、報告し、考え得る最善の方法で取り扱うことである。この指標は、経験の共有を強化し、分析を拡張し、弱いシグナルを重視することを目的としている。INESスケールでレベル0と申告された事象は、安全性の偏差であり、「弱いシグナル」とみなされる。業務を行う上で、より良いリスク回避の管理のための継続的な改善プロセスの一環として、これを考慮することが不可欠である。Framatomeは、「弱いシグナル」に関する報告および経験の共有を促進するために、不具合を発見して記録する。独立した安全性審査部門による後者の分析により、安全当局への報告レベルを判断する。）

2017年と同様、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場およびSOMANUの工場のいずれにおいても、安全性または放射線防護に関する重大事象はなかった。

2018年に、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場は、INES0に分類される重大安全性事象（ESS）16件およびINES1に分類されるESS4件を申告し、INES2に分類されるESSはなかった。申告された事象の件数は、2017年と比較して横ばいであった。

2018年に関して申告された事象で、従業員、一般市民または環境に影響を及ぼすものはなかった。

原子力の安全性に関する2018年の実績の詳細は、原子力安全総括監査官が作成する年報およびFramatomeのロマン・シュル・イゼール工場のTSN報告書において公表され、ウェブサイト（www.framatome.com）で入手可能である。

専用資産

長期的な原子力コミットメントを満たすために専用資産が積み立てられている（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記45.6「FRAMATOMEおよびSOCODEIの専用資産」を参照。）。

(iv) フランス本土における火力発電

2018年のフランスにおいて消費が低迷している状況（－1％）で、化石燃料による火力発電量は減少し、「接続グループ」の役割を果たした。

2018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2.5%を占めた。同年において、この発電設備は、合計設備容量5,525MWを有していた。

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

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

(イ) フランス本土におけるEDFの火力発電

2018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)	2018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)	
					2018年 12月31日	2017年 12月31日
石炭	580	3	1,740	1983年および 1984年	3.9	6.1
燃料油	-	-	-	-	-	0.5
	85	4	340	1980年および 1981年		
	203	1	203	1992年		
	134	1	134	1996年		
燃料油ならびに 二重燃焼タービン (ガスおよび燃料油)	125-129	2	254	1998年および 2007年	0.2	0.5
	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	6.9	9.0
	585	1	585	2016年		

(ロ) 火力発電に関する課題

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

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

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

石炭およびグリーン・バイオマスの混合燃焼プロジェクトも2016年に開始された。2016年2月にコルドメにおいて実施された石炭およびバイオマスの混合燃焼の試験では、技術的性能を低下させることなくバイオマスを細かく粉砕し、燃焼させるボイラーの技術的能力（20%）が実証されている。試験は2017年にも続けられ、2018年には発電所残留物の高密度化に関するパイロット試験が計画されていた。2018年に実施された試験では、EDFの石炭ボイラーによる80%のバイオマス混合燃焼の実行可能性およびパイロットの蒸気爆発プロセスによるバイオマスペレットの生産能力が実証された。

このプロジェクトは、「エココンバスト」と呼ばれるもので、2022年までに石炭発電を全廃し、バイオマス資源を開発することを目指す、2017年7月の気候プラン、国家低炭素戦略（SNBC）および複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の理念に沿っている。2019年1月24日、EDFおよび環境連帯移行省は、エココンバスト・プロジェクトの決定に先立ち、作業計画を承認した。2019年に、この作業計画は、技術テスト、環境に対する影響調査およびプロジェクトのビジネスモデルの要件を満たすはずである。技術面、経済面および環境面で満足のいく結論が得られることを条件として、フランス政府および地方当局との継続的な議論を経て、EDFは、2022年から燃料生産の産業化段階を開始する。

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組みを行っている。

燃料油火力発電所の閉鎖

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

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

天然ガスコンバインド・サイクル・タービン火力発電所の近代化

EDFは2011年に、ブレノにおいてフランスで最初のコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の操業を開始し、その後2012年および2013年にマルティエグにおいて2基のCCGTの操業を、続いて2016年にはGeneral Electricと提携して

ブションにおける次世代CCGT発電所の操業を開始した。かかる火力発電所の近代化により、二酸化酸素、二酸化窒素および硫黄酸化物の空気中への排出が削減された。

マルティエグの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リパワリングしたものであった。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。

ブションのCCGT発電所は、General Electricの新種の大容量「9HA」タービンを備えている。この革新的な9HAタービンを備えたCCGTは、その容量（30分未満に600MWの発電が達成可能）および発電量（基準型のCCGT発電所における57%から58%の間の平均発電量に対して60%超）が向上しており、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の二酸化炭素排出量の3分の1に値する、平均約360g/KWhという良好な環境パフォーマンスを提供する。この発電所は、特定の運転条件において、過去最高となる62.22%の発電量を達成した。同発電所は、2016年春に稼働開始してから2017年12月にその所有権がGeneral ElectricからEDFに引き渡されるまで、プロトタイプとしての検査が行われた。同施設は、2018年において着実に稼働（5,630時間）し、2.6TWh発電した。

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）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

2018年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、約11TWh（2017年は16TWh）の純発電量に対し、6.4百万トン（2017年は9.5百万トン）の二酸化炭素を排出した。2018年のフランス本土におけるEDFの火力発電所の発電量1KWh当たりの正味二酸化炭素排出量は、579g/KWh（2017年は590g/KWh）で、EDFの火力発電史上最小の二酸化炭素排出量であった。このEDFのKWhで示される火力発電量の脱炭素化は、EDFの火力発電構成に占めるCCGT発電所の割合の増加に直接起因しており、CCGT発電所は、2018年における火力発電所の発電量の62%超（2017年は56%）を占めた。フランス本土におけるEDFの火力発電所の発電量1KWh当たりの正味二酸化炭素排出量が、2010年にはまだ900g/KWhを上回っていたことに留意する必要がある。

また、2018年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、1.8ktの硫黄酸化物、4.6ktの窒素酸化物および0.03ktの煤塵を排出した。EDFの火力発電所の発電量1KWh当たりの汚染物質排出量は、2010年に比べて、窒素酸化物については4倍、硫黄酸化物については10倍超、煤塵については20倍超も削減された。これらの大幅な排出量削減は、旧型の火力発電所の操業停止、最新の発電所において利用可能な最善の技術による煤煙処理装置の改修および設置、硫黄含有量の低い燃料の使用および低公害の天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の稼働により実現した。

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、2018年6月に署名されたEDFグループの新たな持続可能な開発方針に定める目標と完全に一致しており、特に以下のものが挙げられる。

- ・当グループが定めた方針に沿ってEDFグループの二酸化炭素排出量を、2030年までに30百万トンまで削減（すなわち、EDFグループの1つ目の企業社会責任目標である、2017年から2030年の間に40%削減）すること。
- ・EDFグループの硫黄酸化物、窒素酸化物および煤塵の大気中への排出量を、2005年から2020年の間に50%削減すること。

（ハ） 発電および技術性能

2018年の火力発電量は、フランスにおける消費の低迷を受けて、2017年に比べて運転量が低下したことにより11TWhとなった。

2018年において、石炭ユニットは3.9TWhを供給し、CCGT発電所は6.9TWhを供給し、燃料油火力発電ユニットは0.2TWhを供給した。予定外の供給停止を最小限にすることは、ミッドメリット時およびピーク時の発電に利用される火力発電所のような施設にとって最も重要な目標である。年間を通して変動的に必要とされるかかる発電方法は、最高水準の安定性および供給力を確保することにより、システムの安全性を確実にすることを最優先事項としている。

2018年において火力発電所の信頼性が確認されており、これは欧州の基準に適合している。持続的な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。

閉鎖されたユニットの廃炉

EDFは、既に閉鎖されたかまたは閉鎖が予定されている火力発電施設ユニットのすべてを廃炉化する計画を立てた。かかる廃炉化のための引当金として、稼働ユニットすべての廃炉化および発電所敷地の除染に係る費用に対応する金額が計上されている（2018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。）。

2018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。

(v) 再生可能エネルギーによる発電

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

EDFグループは現在、再生可能エネルギーにおける欧州でのリーダーであり、特に欧州連合においては水力発電の主要な供給業者である。水力発電は当グループの最も重要な再生可能エネルギーである。その設備容量は23GWであり、世界各地に301基のダム（AクラスおよびBクラスのダム（高さが10メートル超）に関連するフランスでの分類（命令第2015-526号）に従って2018年に計算されたもの。ダムの総数は、これらのダムにおけるEDFグループの株式持分の有無を問わない。ダムの正味の数値は270基。）を有している。当グループはまた、競争力の高い分野（主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。

水力発電は、世界で主要な再生可能エネルギーであり、その推定総設備容量は1,271GWであり（全世界の水力発電容量の出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の2018年再生可能エネルギー容量統計－2018年3月）、そのうち119GWは揚水発電による貯蔵容量である。水力発電は、多くの先進諸国においては潜在的な操業能力の限界に達しつつあるが、一部の地域においては大きな成長可能性を有している。IEAによれば、2018年から2022年の期間において、新設容量の約13%を水力発電が占めると予想されている。

全世界の陸上風力発電の合計設備容量は、前年における453GW（このうち147GWを中国が占める。）に対し、495GWとなった（このうち161GWを中国が占める。）（全世界の陸上風力発電容量の出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）－2018年3月）。

太陽光発電に関しては、世界の合計設備容量は、前年における292GWcに対して386GWcとなった（32%増）（全世界の太陽光発電容量の出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）－2018年3月）。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。

2018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設備容量⁽¹⁾

（単位：MW）	水力	風力	太陽光	バイオマス	地熱	海洋 エネルギー	合計
フランス	20,327	1,340	225	240	8	240	22,380
欧州（フランスを除く。）	1,994	2,316	103	9	-	-	4,422
米国	-	3,663	697	40	-	-	4,400
アジア	432	185	110	-	-	-	727
アフリカ	-	374	235	-	-	-	609
純設備容量合計	22,753	7,878	1,370	289	8	240	32,538^(*)

(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。

(*) 参照：主要な非財務上の業績評価指標。

(イ) フランスにおける水力発電

2018年、フランス本土におけるEDFの水力発電所の発電量（揚水発電を含む。）は、合計で46.5TWhとなり、発電量合計の10.3%であった。

(a) EDFの水力発電所

水力は、フランスにおいて、原子力に次いで2番目の発電資源であり、再生可能エネルギー発電の中では第1位の発電資源である。これは、とりわけ送電網の安全性および均衡化といった多くの理由から電力システムにとって重要な分野である。

2018年末現在、フランス本土におけるEDFの水力発電所は、433基の発電所から構成され、その平均運転年数は74年（算術平均）である。

- ・発電所の約11%が100MWを超えるユニット容量を有し、これは総発電量の約56%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7%にあたる。

2018年12月31日 2017年12月31日

容量が12MW以下の水力発電所

最大容量 (MW)	988.7	989.7
揚水作業による消費量 (GWh)	48.2	23.5
揚水発電を含む発電量 (TWh)	3.1	2.1
容量が12MW超の水力発電所		
最大容量 (MW)	19,025.5	19,017.0
揚水作業による消費量 (TWh)	7.3	7.0
揚水発電を含む発電量 (TWh)	43.4	34.7
最大容量合計 (GW)	20.0	20.0
揚水発電を含む発電量合計 (TWh) ⁽¹⁾	46.5	36.8

(1) 小数第1位未満を四捨五入した、正確な値の合計に相当する。

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22%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、多目的水管理（詳細については「第2 3 (2) ① (v) (イ) (d) 水力発電に関する課題」を参照。）の一環として、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からピークロード発電時に至るまで、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、蓄電能力をほとんど有さず、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（ブルターニュ）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	タービン容量	50年間の平均発電容量
河川設置型	3.6GW	16.8TWh
人工池	8.1GW	14.2TWh
調整池式発電所	3.1GW	8.2TWh
揚水	5.0GW	1.5TWh
潮汐発電所	240MW	0.5TWh

(b) 水力発電の安全性

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

- ・下流河川における水位または水流の変動に関する顧客への情報提供（コミュニケーション・キャンペーン、河川で作業する従業員に関する情報、夏季における「水力発電ガイド」の雇用）を通じた業務リスクの管理。
- ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全確保を目的とした、水位が例外的に高い期間中の施設の管理。
- ・公的機関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（特別介入計画）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監視という方法により、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、（命令第2015-526によるフランスの規制に従った）AクラスおよびBクラスの236のダムそれぞれについて、10年から15年ごとに（各々Aクラスのダム1つおよびBクラスのダム1つに関する）危険性調査が行われる。かかる調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（詳細については、EDFのウェブサイトでも入手可能な水力発電の安全検査局が作成する年次報告書を参照。）、水中機器の使用または貯水池の放水による徹底した調査が行われる。かかる業務は、公的機関の厳格な監督の下で実行される。2018年に、EDFの発電所における水力発電の安全性は良好な状態を保ち、EDF Hydroの範囲

(SHEMA関連会社により運営される施設に関する報告を除く。)において「オレンジ」に分類される水力発電の重大な安全性事象(EISH)(2010年5月21日付命令内の意味において、人々に危険または重大な損害をもたらした事象。2018年において、「オレンジ」に分類される状況は、「人々を危険にさらした事象」ではなく、「ダムに対する甚大な損害」である。)は1件であった。「黄色」に分類されるEISH(不遵守を反映した事象のうち誰も危険にさらすことはないもの)は、本年は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。

- ・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2017年には6か所、2018年には3か所となった。
- ・水力発電施設の管理は、同年に発生した洪水の際にも適切に行われていた。

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、施設の維持管理計画を改善することである。2018年末には、2017年より減少し、440件の具体的なシステムおよび施策(すなわち、受容可能な水準の安全性、性能および個人の安全性を整えるための暫定的な施策)が実施され、主としてギャラリー、パイプ、ダム、水圧管および水門の5つの優先施設グループごとに監視されていた。

(c) 水力発電所の性能

2018年に、EDFは、最適で安全な稼働を確保するべく、水力発電所の開発および維持管理のために、フランス本土において370百万ユーロの投資を行った。

高度自動化・遠隔管理発電所

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

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

発電所の技術的性能および2018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。2018年は、変革に関するプロジェクトの具体化、成果重視型の管理、需要と市場価格に基づく供給停止の最適化(DOATと共同で管理される。)に加えて、当年度上半期における水利条件の大幅な余剰と下半期におけるわずかな不足による豊富な発電量を受けて、発電において優れた実績があったことを特徴としている。

EDFは、天候プログラミングの部門による貯水池の動的な管理を展開しており、これにより例えば2018年においては、時間をかけて発電量を最大化する目的で、雪が解ける時期に一部の湖を予防的に徐々に空にすることとなった。

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46.5TWh、かかる揚水発電にかかる消費量を差し引いた後では39.2TWhであった。

2018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4.5%という低い率であった(2017年は3.5%)。水力発電設備全体の稼働率、すなわち年間のうち発電所がフル稼働した時間の比率は、2017年は99.31%であったのに対して、2018年においては99.20%であった。2018年の損失率は3.1%であった。

水力発電所のパフォーマンスおよび競争力を獲得するべく、EDFは、とりわけ電気設備の改修、計装および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て、水力発電所の維持管理および運転の近代化を行うことで、水力発電所の工業パフォーマンスを向上させるための投資を行っており、その完了時にはかかる投資額は過去10年間で800百万ユーロ(2010年)近くに及んだ。

これは、EDFがその資産の効率化および近代化に向けた取組みを進める際の基盤となっている。

(d) 水力発電に関する課題

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

委託契約の更新

フランスにおいて、水力発電施設は、4.5MW以上の建造物に関するフランス政府による委託および4.5MW未満の建造物に係る県の許可証の枠組みの中で稼働している（「第2 3（3）⑥（ii）（ニ）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。

水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従い、水力発電の委託には75年の当初期間がある。2012年までに満了した委託の大半は、30年から50年の期間で更新された。しかしながら、フランス政府は、2018年12月31日現在満了していた13の委託契約について未だに更新をしていない。これらの委託契約は、その満了以降、フランス・エネルギー法第L.521-16-3条により定義された「延長」の状態にあり、これにより、満了となったが更新されていない委託契約は、当面の間、稼働を継続するため、従前の条件の下で新たな委託が認められる時点まで延長される。これに関して、「延長」の状態にあるこれらの委託契約は、2019年に係る2018年12月28日付フランス法第2018-1317条により、2019年1月1日より料金が課される。この料金は委託契約の特徴を考慮し、国務院の命令により決定される予定である。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日付の施行命令ならびに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日付命令等において、水力発電委託契約の属性および／または履行に関する枠組みが補完されている（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

このような状況において、EDFは、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、上述の法定の枠組みに基づく委託契約の更新に対する準備を行っている。

欧州委員会（EC）は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第1章第106条（同条約第102条と併せて読まれるものとする。）に基づき、フランスにおける水力発電委託に関してフランス政府に対する訴訟を提起した。そのため欧州委員会は、2015年10月22日にフランス政府に対して、フランスにおける水力発電委託の大部分が、上記の条文に違反してEDFに帰属し、EDFによって留保されており、これによりEDFのフランス電力小売市場における独占的地位が強化される事実を検討している旨が記載された正式通知を送付した。政府は、かかる通知に対して回答し、フランス政府および欧州委員会との間の対立する見解のやりとりが始まったことが明らかとなったが、これは最終的な結果に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する当事者として、正式通知の写しを受領し、2016年1月4日、欧州委員会に対して、欧州委員会の分析およびその根拠に対して強く異議を唱える意見を送付した。EDFは、これ以降フランス政府および欧州委員会との間における、特にフランス市場の運営に関する技術的詳細の提供に関する情報交換に関与してきた。これらの交渉は、2019年においても継続する見込みである（「第3 2（1）①エネルギー市場規制に関連するリスク」を参照。）。

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

2019年3月7日に、欧州委員会は、水力発電の委託契約の更新に関する正式通知をフランス政府に送付した。その他の加盟国も、同様の正式通知を受領した。フランスに関してより具体的に言えば、欧州委員会は、これらの更新に対して公的秩序に係る欧州の法律を適用することの問題点およびこれらの更新において準拠するフランスの法律が同様の公的秩序に係る欧州の法律に適合しないという問題点を特定した。フランス政府は、欧州委員会によって行われたこの主張に対して返答するために2か月の期間が与えられている。

開発

EDFは、エネルギー移行を支援する中で、収益性のある水力発電の部門において相応な立場を得るために多くの措置を講じている。

- ・新規プロジェクトには、イゼール県のロマンシュ・ガヴェのプロジェクトが含まれており、このプロジェクトにおいてEDFは、6基の既存の小水力発電所の建設の代わりに、新たな地下発電所（既存の発電所よりも55GWh多い93MWの発電容量を持つ）の建設工事を開始した。このプロジェクトは、中部ロマンシュの委託契約の更新および2010年12月31日に公表された命令に関連して遂行されている。
- ・2018年3月27日に発表された当グループの電力貯蔵計画の一環としての、フランスにおける揚水発電所（STEP）の潜在力を利用することによる貯蔵の開発。2013年6月17日付命令により、EDFはサヴォワ県のラ・コッシュのSTEPにおいて、240MWの新たなタービン発電機ユニットを建設する権限を付与された。2017年に建設が開始されたこの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。2018年には水供給ライン（244メートル長）が委託され、新たな発電ユニットの設置工事が開始された。EDFはまた、とりわけエネルギー移行の目的での貯蔵の需要を満た

すために、トルヴェール溪谷の主要プロジェクトにも取り組んでいる。このプロジェクトは、トリュイエール川およびロット川上流の委託契約の延長の一環として実施されることとなる。これは、2017年4月にフランス政府により欧州委員会に対して提出された。原則的な承認が下りるのを待って、正式通知の手続が進められる。

・以下により、容量の増加が行われる。

－例えばサヴォワ県のラ・パティ発電所において、6基の発電ユニットの交換により発電所の合計容量を600MWに増加させ、2018年には既に工事が実施された最初の3基のユニットに加えて、4基目のユニットの容量を増加させる工事が開始される等の改修。

－既存のより小規模の水力発電所の容量を増設。これは、最先端の対応策の開発に貢献する目的で、2016年1月29日付政令により開始された承認制度に基づき行われる。

－維持流量タービンの開発。その目的は、2018年には2015年以降に既に委託されている追加の合計容量4.5MWに加えて、2020年までに委託が予定されている、現在検討中の新たなプロジェクトを追加することによって、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。

・「小規模」水力発電所（容量が12MW未満であるが、場合により20MWから30MWに及ぶことがある。）の開発。その目標の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および当グループのフランスにおける「小規模」水力発電所の設備容量の開発の機会の検討。

－重要な改修プログラムの後に複数の施設が2017年から2018年に再稼働することによる、既存の発電所の発電容量の最適化および増設、ならびに／または長期間の稼働停止後の、ごく小規模もしくは小規模の水力発電所プロジェクトの建設および／もしくは運営の入札に対する応札。SHEMAおよびÉlectricité de Strasbourgによって提案された3つのプロジェクトは、2016年4月26日に公表された入札を落札し、SHEMAにより提案された2つのプロジェクトは、（アリエ県のヴィシーおよびサヴォワ県のルシュレットにおいて）2018年に成功を収めた。

水力発電所が位置する溪谷地における地域への定着

EDF Hydroは、水力発電所が位置する溪谷地およびその発電施設近辺の経済地域の発展の持続可能性を確保し、かかる発展を共有するように常に配慮している。これらの地域は、多くの場合は農村地域であり、時として孤立する地域の場合もあるが、常に（経済、社会または気候に関する）その環境の変化に適応しようと努めている。

基準および規制を十分にかつ有効に遵守することに加えて、EDFは、その水力発電所の維持管理および運転の開発の一環として、かかる地域が直面する社会的および経済的な変化に対処するための支援を、これらの地域に対して確実に提供する。

これに関して、また、水力発電所が位置する溪谷地周辺において現地の支援を提供するという決定を強化するために、EDFは2012年に「1地域に1つの川」という専用のプログラムを開始した。

「1地域に1つの川」は、双方にとって利益のあるプログラムであり、2018年末には、フランス本土において7つの機関が動員されている。

現地の事業者と共有のガバナンスの下で創設され、かかる地域のニーズに特有の戦略的アクションを採用しているこれらの機関は、雇用を通じてかつ雇用のために一体化し、溪谷地における持続可能な経済活動を開発し、民間事業または公共事業の主催者を支援し、利害関係者間のコミュニケーションを促進し、10年間で約40の事業を支援してきている専用の金融子会社を通じて水力発電所が位置する溪谷地の企業における雇用を創出または保護することを目指している。

「1地域に1つの川」の現地機関の活動により、水力発電に特有の事業ライン、とりわけ機械工学の分野における1,000近くの現地事業によって、供給業者討論会において、EDFに対する照会が行われることとなった。

水へのアクセス管理

フランスにおいてEDF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。地方当局、農家、漁業者、観光地の管理者および工業事業者等との間で契約が締結されている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

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

(ロ) 新たな再生可能エネルギー

(a) 風力発電

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

- ・陸上風力発電は、実績があり、また競争が激化している分野であり、特定の地域において、現在では、従来の分野に匹敵するまではいかないとしても、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2 3（3）③電力市場の規制」を参照。）。世界的に設置されている陸上風力発電タービンは、平均的に2MW超の定格容量を有し、この値は着実に増えている。EDF Renewables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。
- ・洋上風力発電は、成熟度が低く、急成長している分野であり、現状、より多くの初期投資が要求され、陸上風力発電よりも送電網への接続に費用がかかり、また運営および維持管理は、より困難である。この分野の長所は、各風力タービンの定格容量がより多く（一般的に5MW超）、風がより確実であるため生産量がより高いことである。EDFグループは、当グループの主要国の一部（フランスおよび英国を含む。）において、興味深い成長見通しを与える洋上風力発電への投資を増加させることを決定した。

(b) 太陽光発電

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

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

(c) バイオマスおよびバイオガス

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

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

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

(d) 地熱エネルギー

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

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

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

(e) その他の技術

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

(ハ) EDF Renewables

水力発電とは別に、EDFグループの再生可能エネルギー源への取組みは、EDFの完全子会社であるEDF Renewables（旧EDF Énergies Nouvelles）が主に行っている。EDF Renewablesグループに属する企業は、2018年12月31日現在、3,853名の従業員という労働力を有している。

EDF Renewablesは、とりわけ陸上および洋上の風力エネルギーならびに太陽光エネルギーの分野等の、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。EDF Renewablesは、当グループの電力貯蔵計画にも寄与している。

2018年12月31日現在、EDF Renewablesは12,890.5MWの総設備容量（純設備容量は8,296.6MW）および現在建設中の2,359.9MWの総設備容量を有している。プロジェクト・ポートフォリオ（貯蔵関連プロジェクトを含む。）は27.8GWであり、このうち現在建設中である容量を除くと、プロジェクトの容量は25.4GWである。EDF Renewablesは、20か国を超える国々に存在し、中でもその最大かつ歴史のある市場である北米（米国、カナダおよびメキシコ）および欧州においては再生可能エネルギーの開発および発電における主要な企業の1つである。EDF Renewables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、ブラジル、チリ、中国、インドおよびイスラエルといった新たな国々においてその地位を確立し、さらに最近では2017年にアラブ首長国連邦およびエジプトへ参入するなど、2012年以降成長を続けている。

EDF Renewablesは、再生可能エネルギーにおける統合的な事業者であり、バリュー・チェーンのすべての段階に関与している。EDF Renewablesは、プロジェクトの開発、発電所の建設中のエンジニアリングならびに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、その事業モデルの一環として、第三者の投資家に対して建設したプロジェクトの全部または一部の販売を行うストラクチャード・アセットの開発および売却事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。2018年にDSSAにおいて販売された純容量は773.6MW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98%を占める。）の開発に重点を置いているEDF Renewablesは、着床式風力発電所および浮体式洋上風力発電所において確固たる地位を有しており、電力貯蔵などのその他の部門においても事業を行っている。最後に、EDF Renewablesは、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、フランスでは住宅用顧客と企業用顧客向けの事業を行っており、さらに最近では米国および中国において企業顧客向けの事業を行っている。

部門別および国別設備容量

(単位：MW)	2018年12月31日現在		2017年12月31日現在	
	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
米国	3,704.5	2,605.5	3,589.5	2,667.5
フランス	1,536.0	1,328.1	1,449.2	1,118.2
英国 ⁽³⁾	591.7	184.6	731.8	262.5
トルコ	661.6	267.4	661.6	267.4
ポルトガル	546.5	205	534.7	199.1
カナダ	724.7	588.4	724.7	588.4
メキシコ	391.5	229.5	391.5	229.5
イタリア	424.2	298.1	424.2	290.1
ベルギー ⁽⁴⁾	325.2	26.9	325.2	26.9
ギリシャ	264.5	238.2	264.5	238.2
中国	219.3	102.6	198.4	85.9
南アフリカ	110.6	55.8	107.6	54.2
モロッコ	50.4	50.4	50.4	50.4
ポーランド	106.0	106.0	106.0	106.0
インド	164.0	82.0	164.0	82.0
ブラジル	182.0	182.0	66.0	66.0
デンマーク	6.0	6.0	6.0	6.0
ドイツ	185.8	183.8	151.3	149.3
チリ	115	57.5	0.0	0.0
風力合計⁽⁵⁾	10,309.2	6,797.8	9,946.4	6,487.7
太陽光				
フランス	230.4	174.9	233.1	177.0
米国	394.0	205.4	394.0	322.4
分散型エネルギー（フランス）	66.3	40.1	78.3	51.8
イスラエル	295.1	192.5	193.5	99.2
インド	207.0	99.7	207.0	81.3
イタリア	76.9	74.3	76.9	74.3
カナダ	61.4	42.4	23.4	23.4
ギリシャ	12.1	12.1	12.1	12.1
ブラジル	398.5	199.3	283.6	226.9
チリ	261.0	130.5	146.0	73.0
アラブ首長国連邦	266.0	42.6	0.0	0.0
中国	14.0	10.5	0.0	0.0
メキシコ	119.6	119.6	0.0	0.0
太陽光合計⁽⁵⁾	2,402.3	1,343.8	1,647.9	1,141.5
その他部門				
水力発電	0.0	0.0	62.8	60.0
バイオガス	70.0	70.0	70.0	70.0
バイオマス	40.0	40.0	40.0	40.0
貯蔵	69.0	45.0	20.0	20.0
その他部門合計⁽⁵⁾	179.0	155.0	192.8	190
合計⁽⁵⁾	12,890.5	8,296.6	11,787.1	7,819.1

(1) 総設備容量：EDF Renewablesが出資している設備の設備容量の合計。

- (2) 純設備容量：EDF Renewablesの持分に応じた設備容量。
- (3) EDF Renewablesは、EDF Renewables UKの51%を保有する（残りの49%は、EDF Energyにより保有されている。）。
- (4) 洋上風力のためのMW。
- (5) 小数第1位未満を四捨五入した、正確な値の合計に相当する。

2018年のEDF Renewablesのすべてのセグメントおよび国々における完全連結の施設の発電量は、15.2TWhであった。2018年末における負荷率は、陸上風力発電において30%、太陽光発電において18%に達した。

風力発電

陸上風力発電

2018年にEDF Renewablesは、陸上風力発電の成長を続けた。

EDF Renewablesの風力発電の総容量は362.8MW増加し、2018年末現在における陸上風力発電の総発電量は9,874.5MWとなった。

2018年には総容量686.9MWの陸上風力発電所が稼働し、建設中の陸上風力発電所は、2018年12月31日現在、合計で895MWの総容量を占めた。

フランス

2018年、EDF Renewablesは風力発電における成長を続け、100MW近くの容量を追加で稼働することによってEDFグループのCAP2030戦略計画に寄与した。

複数の風力発電所が当年度中に稼働開始し、これにはエスピエ（18MW）、ギュヴィル（17.7MW）、クランリュ（13.2MW）ならびにFuturenにおけるクラン・ナシャン（21MW）およびドマンジュ（19.8MW）の発電所が含まれる。

これらの新たな容量に加えて、合計で約129.1MWの複数の風力発電所が建設中であり、これにはタイヤール（27.2MW）、ペイ・ダングルール（21.6MW）の発電所およびFuturenが所有するコトー発電所（38MW）が含まれる。

Futurenの風力発電容量が加わり、2018年12月31日現在のEDF Renewablesのフランスにおける風力発電の総設備容量は1,536MWとなり、これに建設中の陸上風力発電所129.1MWが追加される。

英国

2018年、EDF Renewables UK（51%はEDF Renewablesにより保有され、49%はEDF Energyにより保有される。）は、その子会社であるEDF Energy Renewables Holdings（稼働中の風力発電容量の311MWおよび2018年に稼働開始したスコットランドのドレネル風力発電所（177MW）を保有する。）の49%を売却した。

EDF Renewables UKが稼働する風力発電容量は、2018年末現在、合計で488.2MWであった（純容量は127MW）。

ドイツ

Futurenおよびその設備容量により、2018年12月31日現在の当グループのドイツにおける風力発電の総設備容量は185.8MWに達した。

EDF Renewablesはまた、エッコールシュテット風力発電所を再稼働させた。この風力発電所ではリパウリングまたは刷新（すなわち、寿命に達した施設の分解修理）が完了した。14.5MWという当初の容量から、エッコールシュテット風力発電所は現在、10の新たな発電施設により、34.5MWの設備容量を有している。

イタリア

2018年12月31日現在の当グループのイタリアにおける風力発電の総設備容量は424.2MWに達した。

ポルトガル

アラダ風力発電所（11.8MW）のフェーズ2の拡張が完了した。当グループは現在、ポルトガルにおいて、546.5MWの風力発電容量を運営している。

トルコ

2018年、EDF Renewablesは、トルコ国内において風力発電の総容量661.6MWを有している。

南アフリカ

南アフリカでは、EDF Renewablesは、政府による総設備容量110.6MWの入札の落札に成功し、3か所の風力発電所を運営している。

米国

2018年末現在、EDF Renewables North Americaは、3,704.5MWの総設備容量（または2,605.5MWの純設備容量）の陸上風力エネルギーを有していた。

2018年中に、EDF Renewables North Americaは、Googleとの契約の下でアイオワ州においてグラシエ・エッジ風力発電所（202.7MW）の建設を開始し、またストーンレイ風力発電所の建設を進める一方でコヨーテ風力発電所（242.2MW）の建設を開始した。コペンハーゲン風力発電所（80MW）は、稼働開始している。

さらに、レッド・パイン（100MWの純設備容量）およびロック・フォールズ（77MWの純設備容量）のプロジェクトの50%が当年度中に売却された。

カナダ

2018年末、当グループのカナダにおける風力発電の総設備容量は、724.7MW（または588.4MWの純設備容量）であった。

EDF Renewables Canadaにより50%が保有されるロムニー・プロジェクト（60MW）が建設中である。EDF Renewables Canadaはまた、アルバータの電力網事業者であるAESO（Alberta Electric System Operator）とのサポート契約である、RESA（再生可能電力サポート契約）に調印した。この20年間の契約は、容量201.6MWのサイプレス・プロジェクトに関連するものである。このプロジェクトは、電力購入契約（PPA）の下で行われ、AESOがアルバータ州政府に代わって管理するREP（再生可能電力プログラム）の第二次入札中に落札されたものである。このプロジェクトは、EDF Renewables、カナダおよび先住民である *Gens-du-Sang*（ブラッド・トライブ）間のパートナーシップの一環として行われるものである。

メキシコ

2018年末、当グループのメキシコにおける風力発電の総設備容量は、391.5MW（または229.5MWの純設備容量）であった。

中国

2018年、EDF Renewables Chinaの子会社は、肥城Ⅰ風力発電所の全体の稼働を開始し（総容量45.3MW）、康平ⅡおよびⅢの風力発電所（96MW）の建設を継続した。

2018年末、当グループの中国における風力発電の総設備容量は、219.3MW（または102.6MWの純設備容量）であった。

インド

2018年末に、当グループのインドにおける風力発電の総設備容量は164MW（または82MWの純設備容量）となった。風力発電プロジェクトの300MWのポートフォリオが、2018年9月の政府の入札の後に付与された。

ブラジル

2018年に、EDF Renewables Brasilは、バイア州のヴェントス・ド・バイア風力発電所（総容量182MW）のフェーズ2（116MW）を稼働した。EDF Renewables Brasilはまた、ブラジルの規制機関により開始された新エネルギーのための別の政府の入札においても、複数の風力発電プロジェクトについて、20年間の長期電力供給契約（PPA）を落札した。かかるプロジェクトには、バイア州の容量147MWのフォーリャ・ラルガ・プロジェクトおよびヴェントス・ド・バイア風力発電所の拡張である129MWの風力発電プロジェクトが含まれる。EDF Renewables Brasilはまた、熱可塑性プラスチックの製造で世界をリードする会社の1つであるBraskemと20年間の法人PPAを締結した。この契約に基づく電力は、33MWを上限としてフォーリャ・ラルガ・プロジェクトの一部から発電される予定である。

チリ

EDF Renewables Chileの初の風力発電所となる、総容量が115MWのカボ・レオネスⅠ風力発電所が稼働開始した。

モロッコ

子会社であるFuturenを通じて、当グループのモロッコにおける風力発電の総設備容量は50.4MWに達した。

洋上風力発電

EDF Renewablesの開発において、洋上風力発電は得意とする分野となっている。同社は、欧州全域（ドイツ、ベルギー、フランス、英国）で開発中、稼働中または運営および維持管理中の複数のプロジェクト（総容量2.8GW）を通じて洋上風力発電市場において既にその存在を認められており、米国における洋上風力発電部門の発展に大きく貢献することを目指している。

フランスにおいては、2012年にフランス政府により発行された入札につき、3つのプロジェクト（フェカン洋上風力発電所、サンナゼール洋上風力発電所およびクルル・シュル・メール洋上風力発電所）を落札した。これらは全体で1,428MWの合計容量となり、その費用は約6十億ユーロである。これら3つの風力発電所に関連する許可はすべて付与された。しかしながら、これら3つの風力発電所それぞれについて異議が申し立てられ、投資決定における当初の計画日程が後ろ倒しにされている。2016年、カナダの発電会社であるEnbridge（Dong Energyに代わる会社）との間で、50対50の割合で共同支配する3つの風力発電所の開発、建設および運営に関するパートナーシップが締結された。2018年、フランス政府は、交渉の期間を経て、これら3つの洋上風力発電所のプロジェクトを是認した。工事開始に係る最終的な投資決定は、取得された許可につき一切の申立てがなくなった時点で行うことができる。

2018年に、EDF Renewables UKは、洋上風力発電プロジェクト「Nearth na Gaoithe」を、風力発電および太陽光発電における国際的な事業者であるMainstream Renewable Powerより取得した。この450MWのプロジェクトは、すべての行政上の許可を取得しており、スコットランドの東海岸のフォース川河口に位置し、105平方キロメートルの地域に及ぶ。このプロジェクトは、欧州で最も優れた風力発電システムの1つを備えている。プロジェクトに要する投資総額は、約1.8十億英ポンドである。

最後に、EDF Renewables USは2018年末に、米国連邦当局により発表されたリースの一環として、ニュージャージー風力発電海域（WEA）内のOCS-0499として知られる敷地において洋上風力発電プロジェクトの開発を行うために、Shell New Energies US, LLC（Shell）とともに、折半出資のジョイント・ベンチャーであるAtlantic Shores Offshore Wind, LLCを設立した。このリースの対象となっているエリアは、約2,500MWの風力発電量を潜在的に有している。この運営については、規制上の許可を取得しなければならない。最終的な投資決定を受けて、建設が行われる。このリース対象の敷地は、74,200ヘクタールに及び、アトランティックシティの海岸沖約13キロメートルの米国の領海外大陸棚（OCS）に位置する。このエリアは、電力消費量の高い大都市近くの比較的浅い水域において、大部分のかつ安定的な風力発電資源を有している。

太陽光発電

EDF Renewables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。2018年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2017年末から純設備容量が202.3MWp（18%）増加して、2,402.3MWp（純設備容量は1,343.8MWp）となった。EDF Renewablesは、総設備容量1,111.4MWpの建設中の太陽光発電プロジェクトのポートフォリオも有している。

フランス

2018年12月31日現在、EDF Renewablesのフランスにおける太陽光発電の総設備容量は230.4MWに達した。

EDF Renewablesは、2017年12月に当グループによって開始された、EDFソーラー・プランに寄与するための対策を講じた。このプランは、EDFグループのCAP2030戦略的計画に含まれている、フランス国内外における再生可能エネルギーの開発のための他の活動に加えて、2020年から2035年までの期間にわたりフランスにおいて30GWcの太陽光発電プロジェクトの開発および建設を行うことを目的としている。太陽光発電における成長を重ねるために、EDFは、プロジェクトが稼働に至るまでの一体化された開発モデル、業界における卓越性の追求および刷新に対する継続的な投資に基づき、すべての市場セグメントを対象とした戦略を実施している。この戦略は、EDFの研究開発ならびに地方自治体および地元企業に特化したEDFチームの地域的なネットワーク構築を活用するものである。最優先の対象となっている土地は、産業が荒廃した土地、汚染された土地、放棄された土地またはかつての採掘場といった「ダメージを受けた」と言われる敷地であり、太陽光発電プロジェクトの開発により復興することのできる土地である。

さらに、ガール県のアラモン・コミューンにおいて、地上太陽光発電所に関するCREの第四次入札を受けてEDF Renewablesにより遂行されているアラモン太陽光プロジェクト（5MWp）は、2018年に大手のデジタル投資プラットフォームであるWiSEEDでのクラウドファンディングのキャンペーンを実施した。このキャンペーンは、ガール県に隣接する7県の住民を対象に、アラモンにある廃炉中の火力発電所の敷地において太陽光発電所を建設のするための資金調達を行う目的で実施されたものであった。

EDF Renewablesはまた、サン＝パルゴワールの太陽光発電プロジェクトのための、デジタル投資プラットフォームであるWiSEED上のクラウドファンディングのキャンペーンも開始した。このキャンペーンは、エローおよびその隣接する4県の住民より、太陽光発電所の建設の資金調達のために200,000ユーロを募ることを目的としている。

オート・アルプのビュエッシュ川におけるEDFグループの最初の水上太陽光発電所であるラゼールは、環境連帯移行省により開始された地上太陽光発電所の入札において選ばれた。このプロジェクトの最大出力20MWpのソーラーパネルが、エリア全体の水域の4分の3にあたる24ヘクタールの水力発電用貯水池に設置される予定である。

北米（米国およびカナダ）

2018年に、EDF Renewables North Americaはバレンタイン太陽光発電所（134MWp）およびマーヴェリック第2および第3太陽光発電所（210MWp）の建設を開始した。

同社はまた、カリフォルニア州カーン群のビッグ・ビュー太陽光発電および貯蔵プロジェクトに関連して2件の20年間の電力購入契約に調印した。128MWacの容量を有するこの施設は、40MW（160MWh）の蓄電池貯蔵施設に接続されている。この施設により発電された電力は、2つの現地の電力供給業者である、Silicon Valley Clean Energy（SVCE）およびMonterey Bay Community Power（MBCP）に対して、それぞれ55%および45%が売却される予定である。EDF Renewables North AmericaとShell Energy North America（US），L.P.（SENA）は、モハーヴェ砂漠の中心部、カリフォルニア州リバーサイド郡におけるマーヴェリック第4発電所と呼ばれるペイレン太陽光発電プロジェクト（500MWac）の132MWp（100MWac）の発電ユニットのエネルギー発電に関して15年間の電力購入契約（PPA）に調印した。このプロジェクトの建設は開始されている。

2018年、カナダにおいては、EDF Renewables Canadaも、バーロウ太陽光発電所（18.2MWp）およびペンドルトン太陽光発電所（19.8MWp）の建設を開始した。

北米において、当グループは、合計455.4MWpの太陽光発電の総設備容量を有している。

メキシコ

当グループは、国による入札を経てブルーメックスプロジェクトを落札したことで、2016年にメキシコの太陽光発電市場に参入した。ソノラ州において、2018年末に発電所（119.6MW）が稼働開始した。

インド

2018年、EDF RenewablesおよびEREN Renewable Energyによって、インドにおけるかかる2つのパートナーの太陽光発電事業を運営するために2016年に設立された共同子会社であるEDENを通じて、当グループはインドにおいて稼働中の太陽光発電による総容量207MWpを有している。

ブラジル

2018年、EDF Renewables Brasilは、ピラポラIIプロジェクト（114.9MWp）の稼働を開始した。ピラポラI（191MWp）およびピラポラIII（92.6MWp）のプロジェクトが2017年に稼働が開始されたため、ピラポラIIはブラジル南東部に位置するピラポラ太陽光発電総合施設（その総容量は約400MWp）の最終段階となっている。ピラポラ総合施設は、2018年末に現地のエネルギー事業者であるOmegaがCanadian Solarの持分およびEDF Renewablesの株式30%を取得した後、EDP RenewablesとOmegaが折半で保有している。

チリ

2018年、EDF Renewables Chileは、チリ首都の北部にあるサンティアゴ太陽光発電所（115MWp）の稼働を開始した。当グループは現在、チリにおいて261MWの太陽光発電の総設備容量を有している。

イスラエル

イスラエルでは、EDN Renewablesは、ネゲヴ砂漠において合計で101MWpの設備容量を有する5つの太陽光発電所、すなわちマシャベイ・サデー（60MWp）、メルファジム2（13.4MWp）、ペデュイム（14.1MWp）、クファル・マイモン（6.7MWp）およびピッチャ（7.4MWp）の各太陽光発電所の稼働を開始した。当グループは現在、イスラエルにおいて17の太陽光発電所を運営しており、その太陽光発電の総設備容量は合計で295.1MWpである。当グループはまた、ティムナ太陽光発電所（60MW）およびショーレッシュ太陽光発電所（27MW）の建設を開始した。

アラブ首長国連邦（ドバイ）

EDF Renewablesは、ドバイ電気水道局（DEWA）と協同でドバイ近辺において開発中の、世界最大の太陽光発電所プロジェクトの1つであるムハンマド・ビン・ラーシド・アール・マクトゥーム太陽光発電所の第3期である「DEWAIII」プロジェクト（1,062MW）を展開するMasdar率いるコンソーシアムに参加した。

同発電所は、3段階に分けて稼働開始する予定である。2018年、266MWの最初のユニット（フェーズA）が稼働を開始し、394MWの2番目のユニット（フェーズB）の建設が開始された。

エジプト

EDF Renewablesは、130MWacの総設備容量を有する2つの太陽光発電所の開発、建設および操業を行うために、Elsewedy Electricと提携してエジプト市場に参入した。エジプト南部に位置する2つの発電所は、ベンバン太陽光総合施設（1.8GWac）の一部を形成し、これに関してEgyptian Electricity Transmission Company（EETC）との25年間の電力購入契約（PPA）が締結されている。

運営および維持管理

総合事業者として、EDF Renewablesは、自社の大部分の風力および太陽光施設の運営および維持管理を行っている。まずはEDFグループの風力および太陽光の資産を中心に行われたこの業務は、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF Renewablesは、2018年12月末現在、11か国にわたって1,300人超の専門家、エンジニアおよび技術者を擁して15.1GWを稼働している。EDF Renewablesは、北米における運営・維持管理分野で長年にわたり活発に事業を行っており、北米では10.8GW近くを管理している。この業務は欧州およびその他の国々においても成長し、その総容量は2018年末で4.4GW超となっている。

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

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

2017年以降、EDF Renewablesは、その子会社であるREETEC GmbHを通じて、洋上風力発電所の運営および維持管理に特化した子会社であるOffShore Wind Solutions GmbH（OWS）というドイツの会社を保有している。OWSは、北海のドイツ海岸沖95kmにあるBARD洋上1風力発電所（400MW）の運営および維持管理を行っている。

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

分散型エネルギー

フランス

当グループは、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として運営している。当グループの完全子会社であるEDF ENRは、住宅用顧客および企業用顧客ならびに地方自治体に向けて、フランスにおいて太陽光発電に関するソリューションを販売し、実施している。住宅用顧客を対象とした自家消費型の「*Mon Soleil et Moi*」のサービスを受け入れた後、当社はまた、自家発電および自家消費を希望する共同所有者、社会住宅供給者およびすべての共同住宅の運営者を対象とした「*Notre Soleil et Nous*」のサービスも開始した。

さらに、EDF Renewablesの完全所有子会社であるEDF Renewables Technologiesは、上流部門においても事業を行っている。同社は、住宅設備から地上太陽光発電所に至るまで様々な用途がある結晶シリコン技術を利用した太陽光モジュールの設計および製造を行うEDF ENR PWT (Photowattブランド)を100%所有している。2018年初頭に、Photowattは、一方では新たな産業モデルに、また他方では応用研究開発に基づく開発プロジェクトを公表した。この新たな産業モデルは、ハイテクなシリコン製のインゴットおよびウエハーの低炭素製品に特化するであろう。発電容量は、フランスのオーヴェルニュ・ロース・アルプ地方におけるブルゴワン＝ジャイユ（県番号：38）のPhotowattの既存の施設の現在の容量50MWpに対して、1年間で徐々に500MWp超まで達する見込みである。この共同プロジェクトと並行して、Photowattは、太陽光電池と太陽光モジュールの分野において新たなテクノロジーの誕生を促し、産業化する前の状態でその試験を行う目的で、EDFグループの研究開発部門およびINESまたはイル・ド・フランス地域の太陽光研究所といった太陽光エネルギー研究センターと合同で、Photowatt Labと改称されたその研究開発活動に専念することになる。

米国

地方自治体、サービス会社および事業者向けの太陽光発電所の導入および販売に特化したGlobal Ressources Options, Inc. (groSolar)を2016年に取得した後、EDF Renewables North Americaは、2018年に、商業用および企業用(C&I)の顧客向けの太陽光エネルギーの分散型発電のためのソリューションの主要な供給業者であるEnterSolarとの戦略的パートナーシップを締結した。このパートナーシップは、EDF RenewablesによるEnterSolarにおける50%もの持分投資に関するものである。これにより、いずれの会社も、C&Iの顧客に対して分散型発電の「店頭販売」のための最も広範なソリューションを提供し、分散型発電のソリューションに対するC&I部門からの需要の急激な伸びを十分に活かすことができる。

中国

2018年、EDF Renewablesは、現地企業および多国籍企業向けの屋上太陽光施設の中国における主要デベロッパーの1つであるAsia Clean Capital (ACC)とともに、中国における分散型の屋上太陽光エネルギー・プロジェクトのポートフォリオの構築および運用を目的としたジョイント・ベンチャーを開始した。このジョイント・ベンチャーは、中国における主要な分散型太陽光発電事業者としてのACCの現地での評判ならびに分散型太陽光発電および事業者向けの自己消費ソリューションにおけるEDF Renewablesの国際的な専門知識を活用する予定である。

貯蔵部門

2018年に、当グループは、2035年までに電力システムのための10GWの貯蔵施設を新たに設置することを定めた電力貯蔵計画を開始し、これに対してEDF Renewablesは貢献している。

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

再生可能エネルギー発電が力強く成長し、大規模な電気設備が閉鎖されたことを背景として、蓄電池技術がスマート・コントロール・システムとともに、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 Renewablesは、子会社を通じて米国、英国およびフランスにおいて革新的な貯蔵システムを開発している。

2015年、EDF Renewablesは、EDF Renewablesの北米子会社がエネルギー蓄電池とコンピュータ制御の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。

2018年、EDF Renewablesは、英国のノッティンガムシャーのウェスト・バートンB発電所において、2016年に入札を落札した49MWの容量の蓄電池による貯蔵システムの稼働を開始した。この施設は、英国全体で展開される予定の新たな周波数管理シ

システムの最も重要なプロジェクトである。これは、電力網の安定性を向上させ、電力網の周波数変動に迅速に対応することを目的とするものである。

2018年に、EDF Renewablesはまた、カリフォルニア州のビッグ・ビュー太陽光発電および貯蔵プロジェクトの建設に関連して2件の20年間の電力購入契約に調印し（「太陽光発電－北米（米国およびカナダ）」を参照。）、40MW（160MWh）の蓄電池貯蔵施設に接続した。

最後に、仏領ギアナにおいて2015年より稼働している蓄電池による貯蔵システムが備わったトゥーカン太陽光発電所（5MWp）に加えて、相互接続されていない地区（ZNI）に位置し、蓄電池による貯蔵システムを備えた100kWp超の容量を有する太陽光発電施設の建設および操業に関するCREの第二次入札において、2017年にトゥーカン2太陽光発電所（5MWp）の企画案が選ばれた。10万を超える太陽光モジュールを有する、建設予定のトゥーカン2発電所は、EDF Store & ForecastとEDF Renewablesにより開発された電子設備遠隔制御システムを特徴とするものとなる。

② フランスにおける販売および供給事業

（i）フランス市場について

（イ）需要

2018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、とりわけ気候が穏やかであったことから、2017年と比較して0.8%減少し、478TWh（総消費量。出典：RTEが公表した2018年電力報告書。）となった。

（ロ）競争

2007年7月1日以降、フランスの電力およびガス市場は完全に開放されており、各顧客は、エネルギー供給業者を選択することができる。

エネルギー規制委員会（CRE）によると、過去3年間にわたって、フランスで活動する電力供給業者（従来の供給業者を除く。）の数は、2015年末現在の24社から2018年9月30日現在は43社と、実質的に2倍となった。2018年9月30日時点において、CREによると、その他の供給業者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18.2%であり、非住宅用顧客市場については42.4%であり、敷地数の面でのガス市場シェアは、それぞれ28.5%および43.2%であった。

電力市場およびガス市場においては、2000年代初頭より多くの供給業者が企業および地方自治体への提供を申し出てきた。住宅用顧客にとっては、他の事業または地理的地域において定評のあるガスおよび電気の供給業者が市場に参入したことにより、2017年以降競争が大いに激化している。

2018年には、EDFの代替電力供給業者は、それぞれ顧客に供給を行うために、約82TWhについて自社の発電容量ならびに電力卸売市場およびARENHを利用することができた。2018年11月の申込手続では、代替供給業者からの需要は、ARENHによる配電量100TWhに対して132.98TWhに達した。「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）」も参照のこと。

（ハ）規制電力販売料金契約

電気の規制料金に対する権利

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

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

「青色料金」（主に住宅および小企業に適用される青色料金）－国務院の2018年5月18日および2018年10月3日付決定

2016年および2017年の料金決定に対して、「青色料金」として知られる住宅および小企業向けの規制電力販売料金が、欧州の法律に適合していないという理由から、AnodeおよびEngieにより不服申立てが国務院に提起された。

これらの申立てに関する判決ならびに2018年5月18日および10月3日の決定により、国務院は、規制電気料金の原則を受け入れており、かかる規制電力料金によって、消費者が市場価格よりも安定した価格の電気料金を支払うことを保証するという一般的な経済利益目標を達成できるという点を特に認識している。国務院は、通常の電気料金単価の規制よりも緩い規制によ

る国の介入によってのみこの目標が達成されること、また「規制電力料金」（フランス語の略称でTRV）に係る規則により電力会社による顧客へのアクセスが差別なく平等に行われる点を保証することについて確認した。

しかしながら、国務院は、恒久的な継続性およびその適用範囲に関してはこの規制が不均衡であったことを鑑み、現在は36kVA未満の電力契約に加入している大企業の敷地を含めている。これらの要素は、2016年7月28日および2017年7月27日の料金決定の一部取消しを正当化するものである。現在フランス政府にはこれらの決定を実施するという義務が課されている。本書提出日現在、かかる決定を含むフランスのエネルギー・気候法の新たな草案が、フランス議会において討議されている。

「青色料金」の料金改定

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

2018年の料金改定に関し、CREはNOME法に従い、政府に対して2018年1月11日の審議により、住宅顧客向け「青色料金」において0.7%（税抜き）および非住宅顧客向け「青色料金」において1.6%（税抜き）の引上げを提案した。この提案は、2018年1月31日付料金決定により確認され、2018年2月1日に「官報」において公布されており、2018年2月1日に施行された。

その後、2018年夏の料金水準もこのプロセスに従い改定された。2018年8月1日付のTURPEの変更を受けて、フランスのエネルギー法に従い、CREは2018年7月12日付の審議において、住宅顧客向け「青色料金」において0.5%（税抜き）の引下げおよび非住宅顧客向け「青色料金」において1.1%（税抜き）の引上げを提案した。さらに、上述の2018年5月18日付の国務院の決定に関して、CREはまた、その2018年7月12日付審議に、「統計および経済分析目的で事業が所属する分類を判定するための基準に関する2008年12月18日付政令2008-1354」に基づく大規模事業の範囲決定のための定義付けを提案することで、すべての大規模事業用地に関する非住宅顧客向け「青色料金」の廃止を含めた。CREの提案は、その全部が2018年7月27日付料金決定により承認され、2018年7月31日付官報において公布された後、2018年8月1日に施行された。

2019年の料金改定に関して、CREは、2019年2月12日に公布された2019年2月7日付決定を通じて、政府に対して住宅顧客向けおよび非住宅顧客向けの「青色料金」を7.7%（税抜き）引き上げる提案を行った。この提案は、主にエネルギー卸売費用および容量保証価格に加えてARENHの上限メカニズムによる影響といった、電気の規制販売料金（TRV）の複数の要素により生じた費用の増加を考慮し、行われることとなった。この提案が施行される日付は不明である。政府には、この提案を拒否する期間として3か月が与えられている。

（二） 電力供給契約

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

送電網に直接接続する顧客で、別々の供給および配電契約を締結しなければならない顧客を除き、すべての顧客は、選択した供給業者と、その電力供給および送電に関して単一の契約を結ぶことができる。これに関し、顧客に単一の契約を提供している供給業者は、これにより配電業者に代わって義務を果たしていることから、かかる供給業者に対しては、配電業者から手数料が支払われる。

供給の質は、配電業者の責任によるところであり、配電業者との契約に基づき定期的に監視される。EDFは、供給停止の影響および顧客に対する提供の質ならびに改善を続けることで配電業者と連携するという目標の達成について監視する（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。

（ii） 顧客部門

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

（イ） 供給の概要および供給戦略

EDFは、フランスにおいて、エネルギーおよびサービスを約30百万の顧客の敷地（海外県およびコルシカ島を除く。）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（LDCを除く。）は2018年に約280TWhとなり、市場シェアは約65%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。2018年、EDFは1.5百万超の顧客へ31TWhのガスを販売し（2017年は30.1TWh）、市場シェアは6.6%であった。

ガス供給および電力供給に加え、EDFは、高いエネルギー効率の提供および新たな分散化されたエネルギー・ソリューションを通じて、顧客に寄り添っている。さらに、EDFは、顧客の期待に応えるため、また進行中のデジタル革命における顧客支援のため、自社の商品および顧客窓口のデジタル化に引き続き取り組んでいる。これらの取り組みは、当グループのイノベーション・アクセラレータであり、内部エコシステムおよび外部パートナーのネットワークを駆使してイニシアチブの支援を行うEDF

Pulse Studioを通じて行われている。また、EDFは、人工知能などの革新的アプリケーションに特化したスマート・ラボを備えている。当グループは、エネルギー革新および顧客サービスにおいて引き続き先駆的な役割を担う。また、当グループは、住宅用顧客に関して、経済的および社会的な誓約の中に「家庭における持続的な快適性」を組み込む方針である。

例えば、住宅用顧客は、モバイル・アプリケーション「EDF & MOI」をダウンロードし、「eバランス (e.quilibre)」ソリューションを閲覧し、エネルギー消費量削減に関して支援を受けることができる。

2006年に導入された省エネ証書 (CEE) 制度は、2018年1月1日に改定された。第4期 (2018年―2020年) の国民の義務が、1,600TWh (このうち400TWhはエネルギー貧困世帯のためのものである。) に設定された。これは、前期 (2015年―2017年) に対して2倍を超える増加となっている (かかる数値は前期では700TWhに設定されていたが、2016年1月1日に「エネルギー貧困世帯」向けのCEEが導入されたことにより850TWhまで増加した。)。EDFは、2015年から2017年の第3期の義務を果たしており、当年度の義務を遂行するために第4期について2018年における供給を増加させた。

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、かかる地域のニーズを満たしたいと考えている。EDFグループは、子会社のIZIVIAを通じて、電気モビリティの開発において主導的な役割を果たしている。

最後に、顧客満足は、EDFの最優先の目標であり、すべてのセグメント (住宅用顧客、企業および地方自治体) において良好な結果を達成している。この実績は、顧客がその苦情に関してEDFの橋渡し役 (mediateur.edf.fr) からのサポートを求めることができるようになったことに加えて、顧客満足の文化が各販売マネージャーからトップレベルに至るまでの目標となった結果である。

(ロ) 顧客の種類別の業務

(a) 住宅用顧客

2018年12月末現在、EDFは、フランスにおいて24.5百万の住宅用電気施設および1.4百万超のガス顧客を有していた。2018事業年度において、電力販売量は合計120.3TWh、天然ガスの販売量は合計13.4TWhであった。

EDFは、日々革新しており、住宅用顧客の満足を優先している。EDFへの問合せ後、問合せの方法または理由を問わず、10人中およそ9人の顧客が当社から受けた対応に満足している。2018年5月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書では、EDFはその競合企業を大きく引き離して、紛争が生じる率が最も低かった (出典：2017年フランス国内エネルギー・オンブズマン年次報告書)。顧客サービスは、デジタル (顧客用スペース、チャット、ウェブ上のコールバック、モバイル・アプリケーション、デジタル・ソリューション、ソーシャル・メディア等) と人との両方で提供されている。全員がフランスに拠点を置く5,000人のアドバイザーが、顧客のニーズに気を配り、個別のアドバイスを提供している。2018年10月末現在、商業関係および販売について42,000時間超の研修時間がEDFのアドバイザーに対して充てられた。

エネルギーの提供

EDFは、規制販売料金 (TRV) で、またTRVを補完する幅広い電力の市場価格によって、電力を提供している。2018年、EDFは住宅用顧客に対してより多くの選択肢を提供するために、その電力の市場価格の範囲を拡大した。これによりVert Electrique Auto (グリーン電力自動車) 料金が1月に開始された。この再生可能電力供給の提供は、とりわけ自宅で電気自動車またはハイブリッド車の再充電を行う顧客に焦点を当てたものである。この料金はまた、EDFの子会社であるIZIVIAにより提供される「ローミング」 (旅行用) ソリューションにより、手間のかからない遠出用の、自宅外での再充電を促進している。10月に、EDFは規制販売料金と比較して1キロワット時当たり5% (税抜き) 割安で提供する最初のオンラインでの電力供給「デジワット」を開始した。この革新的な提供は、EDFとの関係を個別に、快適に、かつ魅力的な価格で管理することを希望する顧客向けに設計されている。

また、EDFは、1.4百万の顧客に対し、天然ガスを市場売出しの一環として提供している。EDFの一連のガスの市場売出しには以下の3つの提供が含まれる。「Avantage Gaz」の提供は、4年の期間について1キロワット時当たりの固定価格 (税抜き) に基づいている。「Avantage Gaz Durable」は、「Avantage Gaz」のすべての利点を享受していることに加え、ガスの消費に係る炭素排出を相殺し、フランスにおけるバイオガス・リサーチ・プログラムを支援している。最後に「Avantage Gaz Connecte」によって、顧客は暖房を遠隔管理することができ、接続されたサーモスタットを購入することで顧客の快適性が高めることができる。

機能性およびサービス

EDFはAXAと提携し、外部電力およびガス施設 (電力およびガスのオプション)、電力、ガスおよび水力施設ならびに配管／錠前トラブル (住宅オプション) ならびに設備 (設備オプション) に対応する3つの迅速な修理オプションの提供を通じて、「Solution Dépannage Confiance」と呼ばれる幅広い支援サービスの範囲を拡大した。EDFはまた、AXAと提携し、顧客の支払

困難時（失業、就業不能、入院、傷病または死亡時）に定額の払戻しを受けることによりエネルギー料金の支払いを可能にするエネルギー保険（Assurénergie）を提供している。

EDFは、顧客がエネルギー貯蓄を達成する手助けを行うための幅広いソリューションを提供している。*e.quilibre*はすべてのEDFの住宅用顧客がアクセスすることのできるデジタル・ソリューションであり、これにより顧客は、そのエネルギー消費についてのより深い理解と管理が可能となり、特に、推定エネルギー消費量の毎月の監視、前年度の消費量および同様の世帯の消費量との比較、または最も多くのエネルギーを消費する電化製品の特定が可能となる。日々の省エネを達成するための個別のアドバイスも*e.quilibre*において入手することができる。さらに、Linkyスマート・メーターを設置している10百万超のEDFの顧客は、同意した場合には、実際のTWhおよびユーロの単位での消費量に関するニュースを毎日または30分ごとに入手することができる。希望する場合には、消費目標をユーロ表示で設定することもでき、目標を超過した場合は警告される。また、「EDF & MOI」アプリケーションで「*Fil d'Actu*」にアクセスすることもでき、履歴を利用してその消費量と省エネを理解するための情報（天候の影響、同様の世帯、暖房の割合、採用された行動等）にアクセスすることができる。

オンライン・プラットフォームのElectriscoreは、インターネットユーザーが、EDFの住宅用顧客であるか否かを問わず、電力消費を最小限に抑える家庭用器具を選択する手助けを行う。

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

最後に、EDFは、インターネットユーザーおよび新規企業の共同開発を目的としたデジタル共同プラットフォームである、EDF Pulse&Youとともにオープンな革新に投資している。2016年3月の導入より6,000人のインターネットユーザーが、新商品の試験を通じた革新的なプロジェクトの開発に参加しており、90,000件を超える寄付を行っている。

省エネ証書（CEE）の獲得

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

連帯政策

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

（b）企業用顧客

EDF EntreprisesおよびEDF Collectivitésは、併せて1.5百万の顧客を有している。2018年には、規制販売料金または市場価格での電力販売量は163TWh、天然ガスの販売量は17.7TWhに達した。

EDFおよび企業用顧客

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

EDF Entreprisesの商品

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

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

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

EDF Entreprisesは、すべての顧客に対して、自社の全商品にわたり再生可能エネルギー源による電力によって消費量を賄うことを選択できるようにしている。中小規模の企業用顧客に対しては、消費量の100%が再生可能エネルギー源による電力で賄われることを保証することにより、当該企業用顧客の貢献について当該企業用顧客自身の顧客への情報開示を容易にする、再生可能エネルギー契約という個別サービスも提供している。より大規模な顧客に対しては、保証された供給源から賄う消費量の割合を顧客自身が20%から100%の間で決定できるオプションを提供している。

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

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

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

EDFは、融資、維持管理、監督およびパフォーマンスの監視といった一連の関連サービスによって、企業用顧客および地方自治体が、それぞれの電力のニーズに基づき最適化された太陽光自家消費ソリューションを通じてエネルギー移行に直接従事するという目標を達成するための手助けを行っている。EDFはまた、自家消費操業を行う顧客がその特性に応じた電力供給を補完するための新たなサービスを有しており、これによりかかる顧客は自家発電による節約を最大化することができ、必要な場合は消費を管理することができる。EDFはまた、集成的な自家消費操業の組成および管理を促進することを目指すサービスおよび技術システムを試みることにより革新を進めている。EDFはフランスにおいていくつかの先駆的な運営に携わった。

顧客満足

EDF Entreprisesは、顧客満足を優先しており、顧客と接触するたびに需要の充足度、要望のモニタリング、ならびに提供された情報およびアドバイスに耳を傾け、調査を行っている。2017年に約10ポイント急増した後、EDF Entreprisesの全セグメントにおける顧客の全体的な満足度の平均は、顧客の89%が「満足」および「とても満足」と回答し、2018年においても安定している。

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

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

競争力の高い分野における事業者として、EDFグループは顧客に対し、3つの分野において以下の事業を行っている。

- ・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
- ・さらに、公共サービスの使命に関して、EDFは以下を任されている。
 - －規制販売料金での電力の供給に係る委託契約の締結
 - －規制販売料金での電力の供給
 - －エネルギー貧困との闘い

2018年において、EDF Collectivitésの顧客の全体的な満足度は安定しており、10人中9人の顧客は「とても満足」または「かなり満足」と回答した。

地方自治体とのエネルギー消費管理

各地域でのエネルギー移行の実施に関連して、地方自治体との合意書への調印が行われた。また、エネルギー分野の決定権のある地方自治体は、エネルギー需要コントロールおよび再生可能エネルギーに関する問題においてそれらの地域における特定の活動を行う。社会住宅賃貸人向けの「ロード量」装置は、社会住宅のエネルギー効率を改善し、EDFが省エネ証書を発行することができるようにすることを目指している。2018年において、127,700超の社会住宅が修繕工事についての支援を受けた。EDFはまた、地方自治体向けのCEEプログラム（例えば、TEPCVまたは「*Matty à l'école*」）を提供している。

(ハ) 持続可能な都市および地域となるために

都市および地域は、地元の要請と責任ある開発との調和を行わなければならない。EDFは、地方の開発に従事する者（地方自治体、都市・農村計画者、産業推進者等）が、プロジェクトの技術的および経済的な特徴を考慮に入れて、別のエネルギーのソリューションおよびサービスの可能性を特定するための手助けを行っている。

EDFは、低炭素排出地域の設計、資産管理戦略に基づく建物の在庫の刷新、または車両の電化計画もしくは発電所もしくは再生可能エネルギーの設置計画を行うための一連の助言業務（Optim Range）を開発した。エネルギー需要をコントロールするための活動も実施されており、その一部は、省エネ証書（CEE）プログラムの一環となっている。

EDFが大都市、大都市圏、中規模都市、農村部のニーズにより良く応じることができるように、すべての地域にわたって45名の開発マネージャーが存在している。

(二) 顧客データの保護

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

計画に基づく取組みは、供給業者の統治機関に対して毎年提示されている。

とりわけデータ処理の規則（一般データ保護規則（GDPR））を遵守するために細心の注意が払われている。2018年、顧客データ処理の詳細を更新し、営業データ管理者（ODC）を特定し、データ管理者とODCをまとめ、年に2度集会する委員会であるデータ保護委員会を設置するための取組みが遂行された。

住宅用顧客市場および企業用顧客市場のすべての顧客アドバイザーは、顧客の権利の行使に関する顧客からの要請に対応するように訓練を受けている。

顧客データを安全に管理するため、情報システムの容量に関して毎年内部監査が行われ、顧客窓口担当の従業員に限り、顧客データにアクセスしていることを確認している。

顧客データへのアクセスは、認定を受け、利用規定への署名を行うことを条件とする。

先を見越した行動を実施することについても細心の注意が払われている。顧客優先センターによって、住宅用顧客は、満足度および優先度に関する主要な見解を享受し、顧客スペースからこれらの満足度を管理することができる。

(ホ) 規制料金での公共配電委託

ここで言及する委託には、2つの異なる公共サービス義務がある。

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

フランス本土における各委託契約はEDF、Enedisおよび許認可機関により連署されており、自治体または自治体連合にも関係している。この公共サービス義務は475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。

2018年は、EDF、Enedis、FNCCR（全国委託元当局連合会）およびフランス都市連合の間で2017年12月21日に調印された合意の主題となっていた新たな国の委託契約モデルの実施に関して、進展のあった最初の年となった。県のエネルギー・コンソーシアム、都市共同体およびコミューンとの間で、この新たなモデルに沿った約60の契約が2018年12月31日に締結された。

2019年は、この新たな契約モデルの継続的な適用を特徴とする年になるであろう。とりわけ、委託契約の更新、全国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維持されている。

③ フランスにおけるEDFの最適化業務

(i) 上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）の役割および事業

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

電力の供給／需要の管理は、当グループのリスク統制部門からの命令に従って起草され、執行委員会により承認された極度リスク（数量リスク）および価格リスクに関する方針により設定された枠組み内で、現時点に分類される（「第3 2（1）②競争および一般的な環境に関するリスク」を参照。）。気候変動は、かかる管理に影響を及ぼす。例えば、冬の気温が1℃低下すると、フランスにおける地域的電力消費量は2,400MW増加し（出典：RTE）、EDFのポートフォリオはかかる感温性の大部分の影響を受ける。さらに、極端な2年間では、それぞれの年の流出量に応じたEDFの水力発電量の範囲内の差は約20TWhに上る

可能性もある。DOAATは、常にそのコミットメントを充たせるように、十分な余剰電力の保有を確保している。このためDOAATは、発電所の管理業務（特に原子力発電）のプログラミング、在庫管理（化石燃料、水力発電の予備電力および顧客による負荷削減）ならびにDOAATを代理して市場にアクセスする任務を負っているEDF Tradingを通じた卸売市場での売買等、一連のレバレッジを管理している（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。DOAATはまた、EDF Tradingの支援を得て、エネルギーおよび燃料の卸売市場（ガス、石炭および石油製品）ならびに二酸化炭素排出権の市場の価格変動に対するEDFの上流部門／下流部門のポートフォリオのエクスポージャーを管理している。

DOAATは、RTEに関して、EDFのフランス本土における役割範囲において「調整責任企業」としての役割を担っている。この点に関して、EDFは、RTEに対し、その調整対象において矛盾が生じた場合、財務的に補償を行うものとする。最適化は、RTEに対し、需要と調整された提供スケジュールを知らせ、EDFの契約上のコミットメントの供給費用の最小化を可能にすることにより行われる。

（ii） 長期的な電力の購入契約および売却契約

EDFは、欧州事業者とエネルギー購入契約または売却契約を通じて、商業関係を持っている。

契約には以下に関連する複数の種類がある。

- ・ 発電所（主に原子力発電所）が生成するエネルギーに対する権利。発電所の稼働期間中、取引相手方はかかる権利から利益を得る（「第2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。
- ・ 通常15年から25年間の期間、全面的または部分的に保証される電力引出権

（iii） 既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）

2011年7月1日より運営されているARENH制度においては、枠組み合意を締結した他の供給業者が、エネルギー規制委員会（CRE）が定める電力量を規制料金にてEDFから購入し、顧客へ供給する権利を付与される。この制度は、電力網事業者が損失の補填のために利用することもできる。CREはこの制度の管理および購入権の計算を担い、購入権の計算の結果を共同で契約する関係当事者へ通知する。したがって、ARENHの利用権の行使を希望する供給業者は、CREに提出し、申請を行うことで当該利用権の行使が可能となる。詳細な予測値および各供給業者について計算された購入権は、CREおよび当該供給業者のみが知ることができる。支払いは、フランス預金供託公庫により管理される。

ARENH価格は、エネルギー規制委員会（CRE）による提案を受け、エネルギー省および経済財務省によって決定されるが、2011年5月17日以来、42ユーロ／MWhを維持している。価格には、電力の供給および関連する供給量証書の発行が含まれる。

最終顧客の需要を満たすための電力を申請する供給業者に対して販売することができるARENHの電力量は、最大で年間100TWhに設定されている。かかる上限の適用に係る条件は、CREによって定められている。

2016年11月14日付の命令によって、ARENHの枠組み合意は、容量メカニズムの実施に関連した規定を組み込み、供給業者による早期終了に係る条件を定めることを主な目的として改正されている。改正後枠組み合意は、このような、一方的に早期終了することができる権限の行使を制限し、（i）ARENH価格が2％を超えて変更された場合、（ii）枠組み合意が大幅に修正された場合、または（iii）ARENH関連の規制の変更が、買い手の入手条件の調整に重大なマイナスの影響を与えた場合にのみ、当該権限が適用されるものとする。

また、「モノトニー条項」の適用についての規約を定めるため、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセスに関する2017年3月21日付命令第2017-369号によって、ARENHに関するフランス・エネルギー法の政令規制の条項の一部が改正された。同命令は、過去のフランス・エネルギー法の文言において定められていなかった事例に対する措置であり、すなわち当期以前の期間において枠組み契約がなかった場合またはARENH申請が行われなかった場合などが事例に挙げられる。申込みおよび契約がなかった場合は、ゼロ・ボリュームの申込みとみなされる。

2018年、EDFは、競合事業者の最終顧客の需要を満たすために87.1TWhの配電量をARENHの一部として供給した。

エネルギー規制委員会は、フランス・エネルギー法に従い、2018年10月25日付決定第2018-222号を通じて、需要が法定上限を超えた場合のARENHの電力量の配分方法について定めた。かかる決定は、2018年11月以降にARENHの上限を超えた場合、第一に、かかる申請手続中に新たに行われたARENH申請のみが制限の対象となること、また、第二に、EDFが支配する子会社は電力容量を十分に備えており、当該上限を超える場合があることを規定している。最後に、かかる決定は、前述の子会社が親会社と合意を締結し、ARENHのメカニズムおよび電力供給の条件、中でも他の供給業者の上限レートを復元する場合があると規定している。この上限メカニズムが導入された場合、規制販売料金（TRV）の決定における市場参照価格の比重は高まり、その他すべての要素が同等であり続ける中、エネルギー要素が増加することになる。

2018年11月21日の適用手続中に供給業者（EDFの子会社を除く。）が要請した電力量が上限を超え、132.98TWhとなったことから、EDFは、競合事業者の最終顧客の需要を満たすため、2019年においては100TWhのARENH配電量を供給する予定である。

(iv) 購入義務および卸売市場での販売を専門とするバランス調整グループ

EDFは、政府が支援および開発を望む発電施設（再生可能エネルギー源およびエネルギー効率の優れたコジェネレーション）からの電力を購入する義務を負っている。法律（フランス・エネルギー法第L.121-7条）により、当該義務から発生する追加費用は、電力市場のベンチマーク価格に基づき、EDFのために相殺される（「回避コスト」という概念である。）。2017年1月1日以降、当該取引に係る費用もまた相殺された。

2011年の費用に関して2012年10月9日に開催された委員会において、CREは、「購入義務の対象となる発電量は部分的に予測不能であることから、理論上は、EDFの負担する不均衡コストを回避コストから差し引くべきである。当該不均衡は、過年度においては消費関連の不均衡と比較すれば無視できるものであったが、より顕著になってきている。」と表明した。

再生可能エネルギーの開発に伴って、予測発電量と実際の発電量との差異から発生する費用が顕著になっている。このため、CREは、2014年12月16日に開催された委員会において、かかる不均衡コストを組み込むためにEDFの回避コストの計算式を変更した。CREは、EDFに対して、かかる不均衡を具体化し個別に特定するために、バランス調整専門グループを設立するよう依頼した。

購入義務契約の対象となる施設を専門とするバランス調整専門グループは2015年7月1日に設立された。購入義務契約の対象となる施設で発電されたエネルギーの販売は、DOAATがエネルギー市場において直接に管理している。これにより、当該エネルギーをEDF自体のポートフォリオから切り離して管理することが可能となる。こうして、2015年11月4日以降、短期（すなわち、次回販売日の前日。「購入義務のランダム要素」と呼ばれる。）の予測が可能な購入義務に基づく発電量は、EPEXスポット市場において販売されている。2016年1月以降、長期の予測が可能な発電量（購入義務の「ほぼ確定的」とされる要素）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。

(v) 容量メカニズム

NOME法に由来するフランス・エネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、政府による当初の基準に従い、フランス本土における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。このため、各供給業者は、その義務に関する容量の保証（RTEによって定められるピーク時における顧客の発電およびエネルギー消費を参照して算出される。）を得なければならない。

この義務を遵守するため、各供給業者は、発電事業者（すべての発電手段を認証する義務を負う。）または需要反応管理事業者から容量の保証を得なければならない。

開始後は、容量の取引のため、配電が行われる年の4年前から、その3年後まで数回の入札が行われる予定である。

引き続き店頭取引を行うことも可能である。同様に、EDFのような、発電事業者であるとともに販売会社としての義務を有する総合業者は、その義務を履行するために内部容量移送が許可されている。移送は市場価格で行われる。

当該新システムの管理を引き受けているDOAATは、フランスにおける今後数年のEDFのすべての発電手段および顧客に対する契約上の需要反応容量を認証した。必要に応じて、これらの認証は上下のバランス調整の対象となる。同様に、DOAATは、関連する容量保証について、市場における購入義務（OA）および販売義務に基づき、発電手段についての認証および必要なバランス調整を行う予定である。

エネルギー市場と同様、欧州電力取引所における容量の販売および購入は、EDFに代わりDOAATによって管理され、EDF Tradingを介して行われている。

④ フランスの送配電事業

フランス本土における電力の送配電は、規制業務である。これらの業務はフランス・エネルギー法の条項内の意味において、完全な独立性とともに経営管理されている送電網事業者であるRTEおよびEnedisによって行われる。

(i) 送電—Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

2000年7月1日に設立され、2005年9月1日以降は子会社となったElectricity Transport Network (RTE) は、フランスの送電網の運営、維持管理および開発を行う送電網所有者兼事業者である。かかる送電網は、100,000キロメートル超の高圧あるいは超高圧の電気回路および50の国際電線を有しており、欧州最大の送電網となっている。その地理的位置によって、RTEは欧州電力市場の中心的存在となっている。RTEは、電力網の適正な運営および安全性を保証し、すべての電力網利用者に対して自由かつ公平なアクセスを提供している。また、同社は、送電網および相互接続の開発が不可欠となる、フランスの再生可能エネルギー源の開発および再生可能エネルギー源の電力システムへの統合の支援に特別な関心を払っている。

2018年12月31日現在、RTEは（CTEを通じた）EDFの間接的な子会社（50.1%）である。RTEにおける特定のガバナンス状況により、当グループは、RTEを完全連結ではなく持分法によって会計処理されている。

(イ) CTEおよびRTEのガバナンス

CTE

CTEは、EDF（50.1%）、フランス預金供託公庫（29.9%）およびCNP Assurances（20%）が保有する取締役会を有する株式会社（*société anonyme*）である。CTEは、RTEの株式資本の100%を保有している。

CTEの唯一の目的は、同社の定款に基づき、RTEの株式を取得し、保有することであり、より一般的には、企業目的に直接的または間接的に関連しているか、業績を高め、事業の成長を促進させるすべての商業、金融、無形および有形の財産取引を指す。

CTEの8名の取締役には、EDFを代表する4名、フランス預金供託公庫を代表する2名およびCNP Assurancesを代表する2名が含まれる。当該取締役の任期は6年である。RTEのコンプライアンス監査役もまた、CTEの取締役会に出席する。

RTE

RTEは、業務執行委員会および監査役会の双方を有する株式会社（*société anonyme*）である。RTEの監査役会は、以下の12名からなり、任期は5年である。

- ・株主総会により任命された8名
 - －政府を代表する2名（個人によって代表される、法人としての政府を含む。）
 - －株主を代表する6名（EDFを代表する3名、フランス預金供託公庫を代表する2名およびCNP Assurancesを代表する1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。

2018年7月4日付命令第2018-580号に従い、RTEは、フランス政府による経済・財政統制の対象となった。また、同命令に基づき任命された監査総監は、監査役会会議に出席することになった。

RTEの業務執行委員会は、フランス・エネルギー法およびRTEの定款に定める範囲内において、監査役会の監督下でその任務を遂行する5名で構成される。エネルギー担当大臣の承認後、監査役会は、業務執行委員会委員長を任命し、業務執行委員会委員長の提案に基づき、業務執行委員会のその他構成員が任命される。

（ロ） RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網を管理し、適用ある命令により2051年まで承認されているモデル仕様書に定める条件の範囲内でその職務を遂行している。フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、当該団体が同法に規定される独立性条件を充足していることを保証することを目的とした、CREと欧州委員会が関与するプロセスに従って認証されなければならない。RTEは、2012年にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。2017年、RTEはその保有比率の変更により、CREに対して認証の再審査を申請し、2018年1月11日付のCREの決定を経て、同社はその認証を維持している。

したがって、RTEは、送電基盤の管理、送電網へのアクセスの保証、およびエネルギー流量の管理を行っている。

RTEは、電力送電網の事業者として、欧州市場の統合、発電施設の再構築の促進ならびに新たな公益インフラの統合ならびに顧客および自治体の全体的なニーズを満たすような工業施設の維持に関する制限を強化する社会の変革など、業務上の様々な課題に取り組まなければならなかった。

（a） エネルギー・レポート

2018年の概要

2018年の総消費量は、前年度から0.8%減少し、約478TWhとなった。この減少は、前年度に比して特に年初および年末において全体的に気温が温暖であったこと、経済成長が2017年を下回ったこと、ならびに鉄道輸送業界における春の労働運動に起因している。電力消費量は、遅めの寒波が到来していた2018年2月28日の午後7時にピークを迎え、96.6GWであった。これはフランスにおいて記録された史上3番目に高い数値である。

2018年において、気候変動およびカレンダー効果について調整されたエネルギー分野を除いた消費量は474TWhに達し、2017年と比較して横ばい（－0.3%）であった。この安定化の背景にある構造上の主要要因は、経済成長が2017年を下回ったことおよび消費量管理による影響である。

公共送電網に直接接続している主要な企業用顧客の消費量は、66.2TWhとなる。これは2017年と比較して1.8%の減少であり、主に、鉄道輸送業界における大規模な労働運動および金属業界の企業用顧客の所有する施設において発生した事故に起因する。

供給停止相当時間は、RTEによる電力供給の品質を測定する指標である。2018年のRTEの供給持続性に係る指標は、依然として暫定的である。現時点で取得可能な情報によると、供給停止相当時間は、2分59秒（2018年の供給停止時間の値は、年度末時点における特定の事象を、特別な事象として区分し、本書が開示された後、変更する可能性がある。）であり（CREが設定した目標は2分48秒）、供給停止頻度は0.42であった（CREが設定した目標は0.46）。

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。

2018年12月31日現在、風力タービンの設備容量は、15,108MWに達した。これは、2017年と比較して11.2%の増加であった。2018年の風力発電量は、27.8TWhとなり、2017年と比較して15.3%増加した。この増加は、設備純容量の増加のみならず、2018年の天候が特に良好であったことにも起因している。

2018年12月31日現在、873MWの新たな太陽光発電容量がフランス本土に接続され、太陽光発電の設備容量は8,527MWに達した。これは、2017年と比較して11.4%の増加であった。太陽光発電は、2018年において10.2TWhとなり、2017年と比較して11.3%増加したが、これは、設備容量の増加および良好な天候の双方によって促進された。

フランスは、再び欧州最大の輸出国となった。

2018年におけるフランスの取引高は、直近2年間と比較して増加し、合計60.2TWhであった。輸入量は26.1TWhであり、輸出量は86.3TWhであった。フランスは、再び欧州最大の輸出国となった。

2018年における国境を越えた契約上の電力取引の状況は、以下のとおりである。

- ・スペイン：スペインに対する取引高は12TWhと大幅なプラスであった。しかしながら、とりわけイベリア半島の水力発電量が上昇したことから、前年度から微減した。
- ・中欧および西欧（ドイツおよびベルギー）：直近2年間における取引高はマイナスであったが、2018年においては反対の傾向が見られ、6.1TWhのプラスであった。これは、とりわけフランスにおける原子力発電所の供給量が上昇したこと、フランスにおける水力発電量が豊富であったこと、また、年度末にベルギーの原子力発電所において停電が数回発生したことに起因している。
- ・イタリア：イタリアに対する取引高は、18.5TWhと大幅なプラスであった。相互接続は主に輸出の方面で要請され、1時間単位の輸入期間はわずか330（すなわち、1時間単位の4%未満）であった（2017年は452であった。）。
- ・スイス：スイスに対する取引高は増加傾向にあり、10.6TWhであった。マイナスを計上したのは7月のみであり、通常、（スイスの水力発電量が上回る）夏の取引高は、より均衡が取れている。
- ・英国：英国に対する取引高は、ケーブル事故を受け、IFA連系線の一部が停電したことにより、3月9日から5月5日の間、取引容量が1,500MWに制限されていたにもかかわらず、2017年から増加して13TWhとプラスであった。

(b) 送電基盤の維持管理

RTEは、維持管理、設備の修復および交換ならびに緊急の補修を行うことにより、送電網資産の管理を行っている。

異常気象に対応するため、電力グリッドをより堅固かつより強靱にする機械的安全プログラムの実施は、関連する省庁による1999年の暴風雨以降のコミットメントに従い、2017年末に完了した。このプログラムにかかった費用は約2.8十億ユーロである。近年の暴風雨の影響を小さく抑えられたのは、特に連鎖的停電を回避する安全塔の果たす役割を鑑みた場合、当該プログラムが有効であったことを証明している。2017年末、対象とする接続の100%について、安全性が自動的に確保された。RTEは、2018年より当該安全ネットワークを存続させることに尽力している。

(c) 新規資本投資の展開および完了

エネルギー輸送によって、フランス国内の電力システムの基盤が変化している中、RTEは、これらの大規模な転換について準備を行い、尽力するため、事業の改善を図っている。RTEは、相互接続が増加している一方で、投資において再生可能エネルギーを広く取り入れており、その原動力は電力消費量の増加に限られない。RTEはまた、デジタル技術、ストレージおよび新たな慣行を利用し、ネットワーク管理をより柔軟にするための新たなソリューションを開発している。

RTEは、CREに提出する年間投資プログラムを作成している。2018年には、RTEの合計投資額は1,447百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資としては、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、フランス・英国間の新たな直接電流リンクである「IFA2」の敷設の継続、パリ北西部の安全性の向上を目指す「セルジー・ペルサン」プロジェクトおよび現行の225,000ボルトの送電網を400,000ボルトに交換するパリ圏のモビリティ・プロジェクトの稼働開始ならびにサンナゼール洋上風力発電所の連系工事の着工が含まれる。

既存の資産を最適化し、地域内の敷設による影響を最小限に抑えることに配慮し、RTEは、資本の約3分の2を既存の体制の適合のために投資している。

2019年における規制機関承認済みのRTEの投資プログラムは、1,642百万ユーロである。2019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交換に対する大規模な投資の継続に関するものであった。例えば、2018年夏に行われた洋上風力発電所の入札に関する落札者とフランス政府の間の再交渉を受け、これらのプロジェクトを電力網に接続するための費用は、RTEが負担している。

2018年には、規制資産ベース（RAB）は194百万ユーロ増加し、2018年1月1日現在の14,119百万ユーロから2019年1月1日現在では14,313百万ユーロに増加した（実績額に基づき算出された合計額は、CREの承認待ちである。）。記録のために記載す

ると、RABは、TURPE 5 の期間中、税引前で6.125%の加重平均資本コスト料率の報酬を受けている。これは、投資子会社控除後のRTEの産業資産を表しており、建設中の有形固定資産（2012年末までは4.8%のTURPE 3 料率で報酬を受け、2013年から2016年の期間においては、2013年4月のCRE決定による価格に従って4.6%の料率で報酬を受け、2017年以降は2016年11月17日付のTURPE 5 決定に従って3.7%の料率で報酬を受けるもの）を除外して計算されている。

(d) 電力システムの運営

電力システムの管理

RTEは、リアルタイムで送電網の流量を管理し、調整メカニズムを通じて入手可能な資源を活かしながら、リアルタイムで供給と需要のバランスを確保している。予想流量と実際の流量との間のマイナスの不均衡への対処としてRTEが実行した調整に対応する費用は、不均衡額に基づき按分比例で「調整責任企業」（発電事業者、取引会社、供給業者等）に転嫁される。プラスの不均衡の場合、RTEは、調整責任企業に対して財務補償する。

相互接続の管理

RTEは、欧州近隣諸国の送電網事業者と協力し、外国との相互接続のアクセスを管理する。かかる相互接続により、ある国から別の国へのエネルギー送電および送電網を運営する際の安全性が保証され、また電力供給業者が近隣諸国間のピーク時の差異を利用して欧州連合内の別の国の消費者にエネルギーの販売を行うことによって欧州電力市場が発展し、欧州全体として発電手段をより効率的に共有することが可能となる。

欧州電力網の調整

RTEおよびELIA（ELIAは、ベルギーの高圧送電網事業者（30,000ボルトから380,000ボルト）である。）は、フランスおよびベルギーの電力網の運営を調整することを目的として、Coresoと呼ばれる共同会社を2008年12月に設立した。Coresoの設立は、欧州委員会および電力市場の関係者の双方から表明のあった送電網事業者（TNO）間の業務上の連携を強化させるという要求に応えたものである。Coresoは、地域レベルでの再生可能エネルギー発電の統合を向上させ、増加している国境を越えた流量の安全管理を保証する義務を負う。

RTEおよびELIAにはその後、徐々に西欧の電力網事業者であるNational Grid（英国）、Terna（イタリア）、50Hertz（ドイツ北東部）、REN（ポルトガル）、REE（スペイン）ならびに最近ではEirgridおよびSONI（アイルランド）も加わった。

(ii) 配電—Enedis

Enedisの主な目的は、常に安全性を保証しつつ電力流量のバランスを監視しながら、公共配電網の運用および拡張を行うことである。Enedisは、2008年1月1日より操業している。Enedisは、以前はERDFと呼ばれ、2016年6月1日にその名称をEnedisに変更した。Enedisは、フランス本土の人口の約95%に対して電力を供給している。残りの5%は地元の配電会社（LDC）により配電されている。

2018年、Enedisはフランス本土において、約1.4百万キロメートルの電力網を通じて36.5百万超の顧客（配電地点）に対して、410,000か所の発電施設から電力を供給した。

2018年12月31日現在、Enedisの従業員数は38,691人であった。

配電網の機能には電力損失が伴うが、これは主に物理的効果によるものであり、流れる電力量に直接比例する。Enedisは、最終顧客へ供給される電力量を満たすために、かかる損失を填補しなければならない。2018年の電力損失は24.5TWhであり、損失率は6.3%（この比率は、送電網におけるバックフローの控除前の総インフローにおける損失率として計算された。）であった（電力報告書を参照。）。財務書類に計上された損失は、過去の事業年度の再表示を含め、1,100百万ユーロであった。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。

技術仕様：2018年12月31日現在、Enedisが委託を受けている配電網（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）の構成の概要は以下のとおりである。

- ・20,000ボルトのA型高圧（HVA）線644,901キロメートル
- ・400ボルトの低圧（LV）線721,000キロメートル
- ・2,242個のHVB/HVA変電所
- ・787,492個のHVA/LV変電所

(イ) Enedisの組織

フランスにおける配電事業は、法的枠組みに従い、Enedis（フランスの株式会社（*société anonyme*）であり、その業務執行委員会と監査役会は公共配電網の運用に責任を負う。）によりほぼ独占的に提供されている。

指令2003/54/EC（当該指令の原則は2009年7月13日付指令2009/72/ECにおいて適用された。）に従い、公共配電網事業者が垂直的に統合された会社の一部である場合には、その組織および意思決定は配電以外のその他の事業から法的に独立していなければならない。この枠組みにおいて、EDFおよびGaz de France（現在のEngie）が当該原則を採用したことにより、これら2社の配電網事業が分割された。EnedisおよびGRDFは、法的枠組みに従い、「共同サービス」を行っている（「第2 3（2）④（ii）（ハ）EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

2004年8月9日付法律に従って、公共配電網事業者の事業は、2007年に子会社化された。

Enedisの監査役会は合計15名で構成されており、そのうち8名は定時株主総会により選任され、5名は1983年7月26日付の公共部門の民主化に関する法第83-675号の規定に従って選出された従業員の代表であり、1名は2014年8月20日付政令第2014-948号第4条または第6条に基づきフランス政府により選任され、そして1名は公共配電網の当局の代表であり、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号第153条に基づき、施行令により選任された。2017年、Enedisの業務執行委員会は、監査役会の監督の下に職務を遂行した役員5名により構成されていた。2018年1月11日より、Enedisの新たな業務執行委員会が設置され、2名の役員により構成されている。

フランス政府は、2014年8月20日付政令第2014-948号（第15条）に規定されるオプションの適用および2015年1月19日付命令第2015-38号に基づき、2015年2月4日付の施行令により、Enedisの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。2018年10月25日、施行令に基づき、新たな政府委員が選定された。

2016年6月1日、公共配電網事業者のビジネス名称は、ERDFに代わりEnedisに変更された。この新名称には、COP21を受けたエネルギー移行に対する同社の精力的な取組みが反映されている。また、CREが推奨するとおり、この新名称によって当該配電網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

フランスにおけるEnedisの使命

Enedisは、法律および各公共配電委託機関と締結した委託契約に規定された条件に従い（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）、フランス本土において公共配電網事業者としての使命を果たしている。

その使命は以下のとおりである。

- ・配電網に関する運営、投資および拡大政策の概要を決定し、実行する。
- ・客観性、透明性および公平性のある状態で利用者のこれらの電力網への接続およびアクセスを提供し、ならびに他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、配電網へ効率的に接続するために必要な情報（規制または法律により保護されている情報を除く。）を提供する。
- ・これらの事業に即した、エネルギー規制当局（エネルギー省、エネルギー規制委員会（CRE）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・地方自治体との関係を監視する。
- ・委託契約の交渉、締結および管理を行う。
- ・配電網の運営、維持管理および修理を行う。
- ・インフラの設計および建設、ならびに電力網関連作業の管理を行う。
- ・当該配電網に接続している利用者に計量サービスを提供する。これには、とりわけ、メーター装置の提供、設置、点検、維持管理および交換ならびにデータ管理、ならびにこれらの業務全体に関連する他の業務が含まれる。
- ・エネルギー効率事業を実施し、再生エネルギーの電力網への組入れを推進する。
- ・負荷分散の事業範囲を監視する。
- ・送電網事業者間の発電およびエネルギーの流量ならびにこれらの電力網に係る損失の公平な填補の保障を担う。
- ・フランス地方自治体法の第L.2224-31条第III項および第IV項にそれぞれ規定されているLDC、配電事業者および当局に対し、サービスを提供する。

（ロ）配電事業

Enedisの事業は、多くの業務から構成されている。すなわち、委託を受けた委託資産の管理、継続的な供給を確保するための電力網の運用および維持管理、電力網に関する作業（とりわけ電力網の接続、強化および更新作業）、既存の契約の枠組み内でのすべての使用者に対する電力網へのアクセスの提供、メーター設備の運用、ならびに電力網利用者の消費データの取得、処理および伝達である。

投資の変化

2018年、Enedisは3,998百万ユーロを投資したが、そのうちの1,464百万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2018年、委託機関が705百万ユーロを投資した。2018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4.7十億ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年
接続および強化	1,464	1,411
規制上、安全上および配電事業者としての義務	415	402
作業設備および運用資源	347	363
電力網の近代化 ⁽¹⁾	1,772	1,591
Enedisの投資合計	3,998	3,767
第三者および地方自治体からの割当作業⁽²⁾	705	721
電力網投資合計	4,703	4,488

(1) このうち792百万ユーロは2018年、612百万ユーロは2017年のLinkyに帰属する（一般化に係るコストおよび実験後の費用）。

(2) PCT (PCT (料金により賄われる部分) とは、接続の資金として、プロジェクト管理請負業者に対して配電料金から支払われる部分をいう。) および第8条（作業と周辺環境との一体化（電圧線の埋設等）に関する委託仕様書別紙1第8条）に基づく控除後。

拠出された追加資源は、顧客、地方自治体および委託機関の期待が特に高い領域である、送電品質、電力網の防護性、安全性および環境保全のために割り当てられる。

Enedisは、上記のような水準の投資額を投じることにより、資産更新プログラムを実行することが可能になった。

Enedisは、上記の投資に加えて、電力網の予防的維持管理業務（縮小作業を含む。）も継続している。2018年、当該予算は325百万ユーロとなった（2017年は327百万ユーロ）。

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。2018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、当年度の頻繁かつ急激な気候変動を勘案した場合、良好な実績である。提供されたサービスの質は、規制に定められた水準に可能な限り近い状態で電圧水準を維持すること、および停電件数の最少化によっても反映されている。

重大な事故に対応できるよう、Enedisは、電力緊急介入部隊（FIRE）を利用し、顧客への電力復旧を可能な限り迅速に行うために、あらゆる被災地域に対して他の地域の作業チームおよび物資を何時でも動員・運搬できるようにした。2018年、FIREは5度（1月4日にフランス北部を襲った暴風雨エレナー、1月中旬および2月初旬にイル・ド・フランスに被害を及ぼした洪水、7月4日にフランス南西部に被害を及ぼした雷、7月末と8月中旬の間にイル・ド・フランスおよびフランス南部の一部を襲った熱波ならびに10月29日および30日の積雪）にわたり動員された。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 2 (3) ⑤ (iii) 暴風雨保険」を参照。

再生可能エネルギーの開発

Enedisの事業範囲では、太陽光発電施設の送電網への接続件数が再度増加し、2018年、825MW（2017年末現在では755MW）の新たな太陽光発電施設が接続され、太陽光発電の接続が上昇した。公共配電網に接続された風力発電の増加も継続中であり、1,360MWが2018年に配電網に接続された（2017年は1,300MW）。

2018年末現在、合計約20.4GW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7.4GW、風力発電が13GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に「従来型の」水力発電所（1.5GW）、コジェネレーション（2.5GW）、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。2018年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約26.3GWであった。

2018年、19,200か所を超える太陽光自家消費施設が接続され、当年度の小規模事業者の接続のうち、約80%を占めた。

さらにEnedisは、再生可能エネルギーの電力網への接続のため、地方計画の規制上の枠組みの一部として、エネルギー源の敷設工事を行うことで、再生可能エネルギーのための発電容量の開発を継続した。

電力市場

フランスの電力販売市場は、2007年7月1日からすべての顧客に対して開放されている。

フランスの市場において、65社の電力供給業者が業務を行っており、Enedisと契約を締結している。同契約は、顧客が電力の供給と配電について網羅した1つの契約に申し込む場合について、供給者と配電事業者との間の規約を定めている。

供給市場は、2016年末に規制販売料金による提供が終了したことで、36kVAを超える供給電力を申し込む施設に関して、また、36kVA以下の供給電力を申し込む施設に関しても同様に、競争レベルの激化に直面している。顧客の承諾に基づき顧客消費に関するデータを利用する可能性の高い、100を超える新規の第三者事業者は、市場ダイナミズムに寄与している。

委託

2018年12月31日現在、EnedisおよびEDFは、人口の約95%を対象とする475件の委託契約の共同受託事業者である。委託契約は、一般的に20年から30年の期間について締結されるものである。

フランスでは、地方公共サービスの委託に関する慣習法に基づく委託制度によって公共配電網が運用されている。このためEnedisは、法律（フランス・エネルギー法第L.121-4条）に基づき公共配電網の開発および運営（公共配電網による全国規模の合理的なサービスならびにあらゆる状況下での公共配電網への接続およびアクセス）を行っている。フランスと相互接続のない区域においてはEDF、また独占区域においてはLDC（地方配電会社）がその業務の責任を負っているが、同社はフランス本土の大部分においてかかる業務の遂行を請け負っている。

2017年12月21日、FNCCR、フランス都市連合、EDFおよびEnedisは、新たな委託契約モデルに基づき枠組み合意を締結した。FNCCRとの1992年の合意から25年が経過し、この新たな枠組み合意には、市町村、大都市の自治体およびメンバーの大多数が公共配電に係る契約機関の権限を有する都市を代表するフランス都市連合が含まれる。当該合意によって締結された新契約は、フランス委託モデルの原則（公共サービス、地域間の連携および国家の最適化）を再定義すると同時に、エネルギー移行に伴う課題を勘案している。この新モデルが公式に導入されることで、Enedisおよび委託契約機関の関係の近代化かつ長期化が進むこととなる。2018年以降、委託契約の更新が完了し、2021年末までに現行のすべての契約を更新する目的で、交渉が行われている。2018年12月31日現在、約60の委託契約がかかる新モデルに基づき更新された。さらに、およそ60もの委託機関が、これに基づき遅くとも2021年までに契約を更新する措置を既に講じている。

フランス・エネルギー法第L.334-3条に従い、Enedis（IERDF）の設立後に締結または修正された委託契約は、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。現行のその他委託契約は、同様の方針に従って連署されたとみなされている。

法律および法学が定める制限の範囲内において、委託機関は、返還可能資産（返還可能資産とは、委託期間終了時、認可機関に対して返還されることが義務付けられているものである。かかる財産は、最初から現地の委託機関に属するものとみなされる。これらは委託契約または法律において定められている。当初より、委託サービスに履行において必要不可欠とされる資産が一般的に適格とされている。）からなる配電網の所有者である。

「第2 3（2）②（ii）（ホ）規制料金での公共配電委託」および「第2 3（3）⑥（ii）（ト）公共調達に適用される規制」も参照。

（ハ） EnedisおよびGRDFによる共同サービス

フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されるEnedisおよびGRDFの共同サービスは、電力およびガスの配給事業部門において、設備の構築、作業プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理、ならびに計量作業である。当該サービスは、法人格を持たない。

EnedisおよびGRDFは、共同サービスの枠組みにおける2社の関係、当該共同サービスの範囲、および当該サービスにより生じた費用の分担について規定した契約を通じて、関係を有している。この契約は無期限で締結され、18か月前の通知によりいつでも終了できるが、この期間中に両者は再交渉を行わなければならない。この契約は定期的に更新される。

2014年7月、EnedisおよびGRDFは、メーター測定に係る共同事業の定期的な休止およびメーター・パネルの相互介入に留意した共同声明を発表した。Enedisは、現在まで、すべての運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。

2018年3月、EnedisおよびGRDFは、2社の混合企業（雇用契約、研究ならびに医療問題および社会問題を包括するUONRH-MSならびに電話およびオフィス・オートメーションに係るすべての活動を包括するIT・電気通信事業者であるOIT）の設立を決定した。これら2社の混合企業は、2019年1月1日に効力が生じる。

Enedisにおいて、その他の支援活動（自動車と機械、紛争および保険、研修および人材採用ならびにサービスの購入）は、支援サービス部門に分類されている。

（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システムの産業展開を開始している。このシステムは、スマート・グリッド、すなわち「スマート・ネットワーク」の導入の初期段階である。これにより、大幅に拡大した再生可能エネルギー配電を統合するため、また、電力グリッドのいかなるポイントにおいても発電および消費のバランスを確保し、供給業者がその顧客に新たなエネルギー・ソリューションを提供することができるよう、Linkyメーターを含め、配電ネットワークが接続オブジェクトとともに設置される。2018年、後者はLinkyを大規模に（例えば太陽光パネルを通じて発電する「グリーン」電力の利用に係る電力料金の差別化および引下げ）導入し、新たに任意的公開買付けを行った。顧客は、Linkyによって、1日、1週間または1か月当たりの電力消費量曲線を知ることが可能となる。これは、エネルギー消費管理を容易にし、エネルギー移行について責任を負う公的機関の要望に応えるための明確な手段となる。

2015年12月1日、Enedisは、フランス政府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、資本投資総額は、2014年から2021年の期間にかけて、4,045百万ユーロ（プログラムの完成に係る費用は、設備（メーターおよびコンセントレータ）ならびに設置サービスに関して締結された最新の契約における価格を考慮して、2014年から2021年の期間に関して4,455百万ユーロから4,045百万ユーロへと下方修正された。）であった。

2018年末時点の完全展開に係る（2014年から2018年の期間の）累積投資額は、合計1,911百万ユーロに達し、15.6百万個のLinkyメーター（実験に使用されたものを含む。）が設置され、そのうち13.7百万個超がすべてのサービスを対象としていた。

「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」も参照。

エネルギー移行の促進

一方で、Enedisは、消費者および企業に対して大幅に最新化された電力網の提供を可能にする数多くのソリューションについて大規模な試験を行っている。この作業は、低圧および中圧の電力網の運営、再生可能エネルギーと電気自動車との融合、貯蔵管理ならびに電圧維持等に及ぶ。配電事業者の課題は、社会の費用負担を最低限に抑えながら、電力網を開発し、エネルギー移行を支援することである。新技術により、消費、発電および電力網の状態に関するより良い理解に基づきさらに高精度かつ迅速な制御が可能となった。この「インテリジェンス」により、品質と安全性という公共サービスにおけるEnedisの2つの目標に沿って、電力網の信頼性を確保しつつも、消費のピークに応じて過剰な投資を防止することができる。

既に完了したプロジェクトは、電力網の革新、適応性および再生可能エネルギーの統合といった分野において成果を挙げている。2017年、Enedisはまた、集合住宅および商業ビルにおける実際の環境下で試験が行われた個人および共同の自家消費、貯蔵、データ管理ならびに経済モデルに関する技術的な解決策を提案した。

技術的な解決策の産業化

Enedisは、2018年までの「基盤となる電力網」の導入に向け、スマート・グリッドにおける最先端の解決策を産業化する準備を継続して行っている。これには（i）ソース管理施設（電力網の自動送電の一元管理を行うPCCNまたはデジタル・コマンドおよびコントロール・ステーションならびに再生可能エネルギーからの電力供給管理を可能にするFARまたは電力自動化機能）、（ii）配電施設（HVA/LVスマート施設）、（iii）電力網のセンサー、ならびに（iv）すべての情報システム・ツール（予測、管理、経営企画、Linkyネットワーク等）におけるデジタル技術を備えた電力網のすべての構成が関係する。

2019年、Enedis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、電力網の近代化を継続する予定である。

デジタルへの切替えおよびデータ管理の遂行

Enedisが2014年より取り組んでいるデジタル・プログラムが終了した。（i）インフラ管理（遠隔管理、予測管理等）、（ii）外部との対話、（iii）電力メーターおよびセンサーからのデータの管理、ならびに（iv）企業の社会的および文化的な変革の4つのベクトルに基づき、顧客に対してより良いサービスを提供するために、情報システムに接続された新たなツールを従業員に提供している。Enedisは、機密性およびセキュリティ規則に従い、収集されたデータの処理、活用および蓄積を行い、電力システムの様々な関係者（供給業者、送電網業者、地方自治体、新規参入者）に対して当該データを提供するために自社を体系化した。

「未来都市」または「スマート・シティ」、すべての地域および市民に向けた活動

自家消費、自己供給、電気モビリティ、スマート・メーター、データ管理および電力網のリアルタイムでの最適化—これらは配電事業者が地域全体および特に都市部に関して直面している新たな課題である。これは現時点で現実となった。

Enedisは、電力網に限らず、スマート・シティを目指す地域企業および都市に必要とされる関連データに関しても、地方（都市、地域等）を含む各レベルの利用に関するエネルギー移行の推進役であるDSO（配電網事業者）の参入を促進している。

Enedisが策定するオープン・イノベーション政策は、多数のエネルギー、技術および環境面のイニシアチブを実施し、新興企業に依拠している地域コミュニティにおいて特に評価が高かった。Enedisは（特にスマート・グリッドおよびデータの分野における）自社の研究およびイノベーションを利用し、これらのプロジェクトおよび開発を「強化」している。2018年、Enedisはまた、その開発を広範囲で支援するソリューションを共同開発するため、自己の戦略展開計画に、すべての電気モビリティ事業者にとっての主要な産業パートナーとなるという目標を盛り込んだ。

すべての充電スタンドは、直接・間接的を問わず、Enedisが開発および運営を行う配電網に接続される予定である。すべての事業者（特にEnedisの日常的なパートナーである地方自治体および産業事業者）は、電気モビリティの集団的な課題に対するEnedisによる貢献に依拠している。

海外展開への注力

Enedisは、スマート・グリッドの分野において、わずか数年間で単なる構想からデモ用モデルへ、さらには成熟度の高い産業へと進化を遂げた。目標は、スマート・メーターの展開に加え、主要な地理的地域において電力網に係るスマート・グリッドのソリューションを大規模に展開することである。ベルギー、エジプト、インドネシアおよびインドは、Enedisが提案したソリューションおよびその専門性を選択した。

Enedisは、フランスにおけるスマート電力グリッドに係る産業部門を、その他のフランスにおける同部門の企業とともに現在約100名のメンバー（主要な事業者、新規企業、大学、研究機関等）を有する「*Think Smartgrids*」構想を通じて組織化した。

フランスのスマート・グリッド・チームの目標は、欧州におけるリーダーシップを維持し、その他の地域に拡大させることである。

(iii) 島部エネルギー・システム

島部エネルギー・システム（IES）は、本土と相互接続していないか、または狭い範囲でしか接続していない、EDFが運営する電力網をいう。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・ミクロン島ならびにポナン島（サン島、ウェサン島、モレーヌ島）である。

これらの地域におけるEDFの組織は、2つの体制に基づいている。

- ・日々の供給と需要のバランスを確保し、すべてのネットワークを監督し、活性エネルギー効率化政策の下で、競争のない販売およびマーケティング業務を提供する島部エネルギー・システム部門
- ・新たな発電方法の構築および運営について責任を負う子会社であるEDF Production Électrique Insulaire

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国家予算によって相殺されている（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

公共送配電網使用料金は、配電網に接続した顧客に適用される（「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」も参照。）。

[次へ](#)

2018年におけるIESの主要な特徴

	2018年末現在	
	合計	コルシカ島分
従業員数 ⁽¹⁾	3,457	762
顧客数	1,166,994	259,914
電力網の長さ(単位: km)	37,348	11,951
EDFの設備容量(単位: MW)	2,058	574
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	437	204
火力発電所 ⁽¹⁾	1,621	369
EDFによる発電量 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	5,928	1,388
水力発電量	1,682	569
第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)	3,762	894
バガスを含む再生可能エネルギー	1,377	278
その他のエネルギー	2,385	615
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	9,690	2,281

(1) コルシカ島および海外県部門の火力発電所の更新を担当するEDFグループの完全子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (PEI)を含むデータである。火力発電設備容量は、2017年から2018年の間、横ばいであった。

かかるシステムにおけるメガワット時の発電費用および均一化された料金での販売価格との間の差異を鑑み、EDFは、行政府部門、市町村、フランス環境エネルギー管理庁(ADEME)および地方組織などの組織事業者と連携して、これらの地域において需要重視の管理(DSM)戦略を適用している。

変更点および見通し

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

地域PPEに従い、EDFグループは、耐用年数の終了した主要な発電所の交換を実施した。新たな発電所は、EDFの子会社であるPEI(Production Électrique Insulaire)により建設・運営される予定である。

総発電容量が約746MWとなる4か所のディーゼル発電所(ラ・レユニオン島のポール・エスト、マルティニークのベルフォンテーヌB、グアドループのポワント・ジャリーおよびオート・コルスのルッチアナB)の建設は、2012年から2015年の間に無事に完了した。革新的な技術を備えたこれらの新たな発電施設により、当グループは、より良い産業面・環境面の成果を達成することが可能となり、またこれらの地域で発生している電力需要の一部を満たすことに寄与する。さらに2か所の発電所が、コルシカ島およびフランス領ギアナにおいて建設中である。

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、2018年にIESの発電事業に対して総額92百万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ならびに再生可能エネルギーの発展および稼働を開始した発電施設の増加にもかかわらず、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。

上記のとおり、EDFは、2018年にその電力網に対して201百万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(コルシカ島は2050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。

また、EDFは、技術仕様の改良を提案し、発電中断に対する耐性を強化し、スマート・メーター・システムを開発することを通じて、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いる。EDFはまた、2018年にCREが選択した一連の電力貯蔵プロジェクトのうちの供給／需要の変動を相殺する方法として、3件の5MWのバッテリー・プロジェクトに取り組んでいる。

一部の隔絶した地域において、100%が再生可能エネルギーによって作動するマイクロ・ネットワークを構築する作業も引き続き進行中である。2017年、太陽光、デジタル・モニタリングおよび貯蔵が混合した革新的なシステムがフランス南西沖に位置するセヌ島に設置され、これにより1日数時間、100%再生可能な電力を供給することができるようになった他、レユニオン島のマファト圏谷の一部は太陽光発電の供給を受けており、蓄電池および水素型燃料電池を備えている。その他、特に仏領ギアナ内陸の遠隔コミュン（マリパスラ、パペクソン、サン・ジョージ・ド・ロヤポック）について、いくつかのプロジェクトが計画されている。

エネルギー効率、島部システムのエネルギー移行に係る極めて重要な方策である。EDFは、デマンドサイドマネジメント（DSM）地域戦略の策定および実施を支援しており、同戦略の主な方法の1つが、設備に係る公的助成金（2019年から2023年までの期間を対象に、CREが承認した600百万ユーロ）である。EDFは、これらの助成金を財源とするすべての種類の顧客向けのDSM事業を（とりわけAgir Plusのレーベルを通じて）活発に推進している。

EDFは、2023年末までに海外県（マヨット島を除く。）およびコルシカ島において、1.2百万個のデジタル・メーターを展開することを目指しており、268百万ユーロの投資額に及ぶ。これらのデジタル・メーターは、顧客関係をより近代化させ、エネルギー移行に係る方策を拡張させる予定である。2018年末現在、115,000個を超えるメーターが設置された。

2017年における異常気象後の再建段階

2017年9月6日、ハリケーン・イルマがサンマルタン島およびサンバルテルミー島を襲った。これまで、発電の方法は比較的乏しかった。電力グリッドの再建は2018年に開始された。この工事は、異常気象時のグリッドの回復力および構造を強化する予定である。

また、双方の島におけるデジタル・メーターの展開によって、エネルギー需要の管理および再生エネルギーの電力網への組み入れに関する取組みの効果が高まる。

(iv) Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg (ÉS) は、アルザスのエネルギー電力業者であり、4つの事業（電力の配電、エネルギーの供給、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生成）を通じて、その地域における長期的なエネルギーおよび経済面に係るパフォーマンスに取り組んでいる。こうした事業のポートフォリオにより、ÉSグループは、エネルギー移行に係るより良い支援を顧客に対して提供することが可能となる。

ÉSはまた、フランス東部の現地の配電会社（*Entreprises Locales de Distribution*またはLDC）にサービスを提供している。

ÉSグループは、EDFにより88.64%保有され、残りの株式は一般株主およびその従業員により保有されている。同グループの株式は、ユーロネクスト・パリで取引されている。

(イ) 配電

Strasbourg Électricité Réseauxは、公共配電網の管理業務を担当している。Strasbourg Électricité Réseauxは、委託契約に基づき、ESRに配電グリッドの運営を委託した400のアルザス地方の自治体における全長14,000キロメートル超の配電網の運営、維持、開発および更新を行う。これらの委託契約は、1993年から2001年の間に、40年の期間で更新された。サービスの対象となる地域はバラン県の4分の3を網羅し、また低電圧および高電圧（AおよびB）の520,000超の配電箇所のほか、Enedisのネットワークならびにその他の2つの下流ネットワーク事業者との接続を有している。

フランス・エネルギー法の最近の改正に従うために、ÉSは、2017年5月1日、自身の配電事業に関して子会社を設立する過程に携わった。

(ロ) 販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSグループの販売およびマーケティングの子会社である。

2018年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、545,000を超える電力顧客（再生可能エネルギーを含む。）および113,000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地方自治体に対して、電力を供給している。

電力およびガスの供給のほか、ÉS Énergies Strasbourgは、顧客が電気料金についてより深く理解し、自らの消費量をより良く管理することができるよう、電力、ガスおよび配管維持管理およびデジタル・サービス等の関連サービスも提供する。ま

たÉS Énergies Strasbourgは、住宅用顧客向けに、顧客が現地のパートナーのネットワークに直接連絡をとることができるポータルを通じて住居の修理および建設に関する支援サービスを引き続き実施した。

36kVA超の電力および30MWh超のガスの規制料金の廃止を受け、ÉSは、50%の電力および75%のガスの販売量を市場価格に基づき販売している。ÉSは、競争力のある価格およびその強固な現地拠点によって、大きな市場シェアを確保している。

(ハ) エネルギー・サービス

ÉS Services Énergétiquesは、ÉSのエネルギー・サービス子会社であるÉcotralおよびDalkia Bas-Rhinとの間の提携によって2016年1月1日に創設された。

同社は、地方自治体、住居、衛生管理、第3セクターおよび第三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。

例えば、ÉS Services Énergétiquesは、(i) ポール・デュ・ランに位置するストラスブールのバイオマス電力発電所の運営および維持を担っており、(ii) サン＝テュルバン新開発区域において火力発電所の建設、運営および維持を行っており、(iii) ユネスコ世界遺産に登録されたストラスブールの歴史的建造物であるサン・トマ教会の照明を一任されている。

2018年、ストラスブール市中心部の暖房ネットワークは、安全性を高め、新たな区域に供給を行うために修復かつ拡張された。

(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、リッテショフェンにおいて初の工業用深部地熱発電所を建設した。同発電所は、2016年9月より、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源を用いて24MWの再生可能過熱水を生成している。

ÉSはまた、提携企業のEnBWとともに、ソルツ・ス・フォレにおける深部地熱エネルギー調査施設を、産業用発電施設へ転換した。同地熱発電所は、2016年7月以来1.7MWの電力を生成している。

2017年、ÉSは、イノベーション団地および周辺の地域に対して将来供給を行う予定の暖房ネットワークに電力を供給するイルキルシュ＝グラフェンスタデン地熱発電プロジェクトを開始した。同プロジェクトは完全子会社であるÉS Illkirch Géothermieによって展開されている。投資額は合計37百万ユーロに及ぶ。当該発電所は、26MWの火力出力を有する燃焼発電所（発熱および電力発電）である。最初のボーリング孔は、2018年12月に掘削された。2番目のボーリング孔は、2019年初頭に掘削が予定されており、2020年に発電所が稼働予定である。

2018年6月から8月の間、ÉSは、アルザス北部に位置する200平方キロメートルに及ぶフランス最大規模の区域において、底土の3次元モデルを策定した。同モデルは、将来的な発電所の建設に関して最良の場所を特定する手助けを行う。

バイオマス

バイオマスの分野において、ÉSグループは、ÉS Biomass社の過半数所有を通じて、バイオマスのコジェネレーション発電所の稼働を2016年末に開始した。かかる発電所は、年間70GWhの電力、年間112GWhの熱源を再生可能資源から生産し、それによりストラスブールの3つの主要な暖房ネットワークの2つを補っている。

⑤ 国際事業

(i) 英国

EDFグループの英国における事業は、EDF EnergyおよびEDF Tradingを通じて行われている（「第2 3 (2) ⑥ (iii) 最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

また、当グループは、Edisonを通じて、北海で石油およびガスの探鉱および生産活動を行っており（「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ハ) (b) 炭化水素分野」および「第2 3 (2) ⑥ (ii) (ロ) (c) 探鉱および生産（E&P）」を参照。）、Dalkia Wastenergyを通じて、廃棄物回収を行っている（「第2 3 (2) ⑥ (i) (イ) Dalkia」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、新たな原子力発電所の建設において、また、EDF Renewablesとのジョイント・ベンチャーとして再生可能エネルギー・プロジェクトの開発および運営における少数株主持分を通じて活躍している。

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、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、5.27百万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発電所建設用地の持分（EDFが66.5%およびCGNが33.5%有している。）を有しており、さらにサフォークのサイズウェル（開発段階で、EDFが80%およびCGNが20%有している。）およびエセックスのブラッドウェル（EDFが33.5%およびCGNが66.5%有している。）における新たな原子力プロジェクトを開発している。

同社は、国全体でおよそ12,300人を雇用している。

2018年における英国全土の総発電量は約289TWhであり、総電力供給量は約259TWh（主に送配電網に係る損失を反映した差異）であった。2018年、英国国内の顧客に供給されたガスの総容量は311TWhであった。

EDF Energy	2018年12月31日	2017年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	43,939	43,769
供給ガス (単位: GWh)	28,944	27,879
住宅用顧客口座数 (単位: 千) ⁽²⁾	4,945	5,160
従業員数 ⁽³⁾	12,292	12,797
記録可能な事故発生率合計 ⁽⁴⁾	1.12	0.59

(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) 年度末の数値。

(3) 産休中の従業員を含む期末現在の人数。

(4) 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（応急手当てを除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。全従業員ならびに代理店および請負業者の人員を含む。EDF Energy Renewablesおよびヒンクリー・ポイントCプロジェクトを除く。

(イ) 戦略

概要

EDF Energyの戦略は、安全で信頼性があり、かつ手頃な価格の低炭素電力の発電を通じて低炭素排出経済への移行を支えることに重点を置きながら、効率的で信頼できる方法で顧客のエネルギー需要および関連するサービスのニーズを満たす持続可能な長期的事業を目標としている。EDF EnergyはEDFグループのCAP2030に完全に準拠しており、業界トップクラスの安全実績の維持および全事業にわたる費用効率の改善への注力により支えられている。

EDF Energyは、そのエネルギー供給事業において、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、より良く、速く、安く物事を行うことによって、その顧客がエネルギーを利用しやすくすることを目指している。これは、国家プログラムの一環として、顧客の自宅および小規模な事業所にスマート・メーターを設置することも伴う。英国政府による住宅用顧客標準変動料金に係る短期的な料金上限の導入を受けて、EDF Energyは、事業の展開を目的として、効率化に向けた取り組みを継続し、代替案を探求している。また、同社は市場機会および経済活動の電化に柔軟に対応するため、新たなサービスおよび収入源の開発を行っている。EDF Energyはまた、Imtech社を含むDalkiaとのエネルギー・サービスのジョイント・ベンチャーおよびフレキシビリティ・プラットフォームであるパワーシフトなどの能力を通じて、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。

発電においては、EDF Energyは、既存および新規の事業の双方によって、価値を創造することを目指している。

EDF Energyは、オペレーショナル・エクセレンスおよび安全で信頼性ある発電の継続を通じて、既存の原子力、石炭およびガス資産の価値の確保を目指している。2009年以降、EDF Energyはそのすべての改良型原子力ガス冷却原子炉（AGR）の耐用年数を平均で8年間延長した。しかしながら、交換不可能な大型部品により、AGRの耐用年数には技術的な限界があり、発電所は、かかる限界に近づくにつれ、発電所の耐用年数の終了時期の最適化に努め、英国の既存の原子力発電所の操業におけるその専門技術を基に、原子力廃炉における新たな事業を展開する機会を模索している。

当社の発電施設に関するその他の重要な戦略的取り組みには、ウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の運営の最適化および英国の発電容量の市場における石炭発電容量の残存耐用年数の最適化が含まれる。

EDFは、China General Nuclear Corporation (CGN) と連携して、EPR技術に基づき、サマセットのヒンクリー・ポイントにおける2基の新規の原子力ユニット（3.2GWの合計容量）を建設している。またEDF Energyは、サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトをCGNと協働して進めている。また、エセックスのブラッドウェルにおいて、CGNの「UK HPR1000」中国テクノロジーに基づく新規の原子力発電所の開発が提案されている。

EDF Energyは、英国の（EDF Énergies Nouvellesとのジョイント・ベンチャーである）EDF Energy Renewablesと連携して、2018年に取得したスコットランド東岸沖に位置する450MWのNeart na Gaoithe洋上風力発電プロジェクトを含む、新規の再生可能発電プロジェクトの開発を継続して行っている。現在、ウェスト・パートンBにおいて、49MWの新たな電力貯蔵プロジェクトが稼働し、National Gridに対して周波数応答サービスを提供しており、さらなる融通性のあるプロジェクトが模索されている。2018年6月、EDF Renewablesは、Dalmore Capital LimitedおよびPensions Infrastructure Platformとの間でパートナーシップを締結し、24基の風力発電所（約550MW）の49%の少数株主持分を譲渡した。EDF Energyは、生産されるすべてのエネルギーおよび風力発電所が標準市況に基づき発電するエネルギーに係る再生可能エネルギー証書を、引き続き購入する予定である。

規則

ブレグジットおよびユーラトム条約

2016年6月23日、英国は欧州連合からの離脱を投票により決定した。これにより英ポンド安が引き起こされ、英ポンド／ユーロの為替レートに影響を及ぼした。「合意がない」場合、さらなる英ポンド安が予想されている。「第3 2（1）②競争環境および一般的な環境に関するリスク」および「解説2 H：英国の欧州連合離脱は、全般的な経済状況、金融市場およびEDFの事業に悪影響を与える可能性が高い。」と題するリスク要因も参照。

2018年11月25日に開催された欧州理事会において、離脱合意ならびに英国が欧州連合および欧州原子力共同体から離脱した後の欧州連合と英国との将来の関係性に関する枠組みを定めた政治宣言について、承認がなされた。当該宣言は、エネルギーおよび民生原子力について言及しており、いずれも将来の関係交渉において優先される予定であることを保証している。政治宣言の民生原子力セクションには、欧州原子力共同体と英国の間の広範な原子力協働契約へのコミットメントが含まれている。

同契約は、ブレグジットに関する決定が行われる前に、庶民院による承認を得なければならない。

当グループは、英国のユーラトム条約（「欧州原子力共同体」）からの離脱が及ぼす影響について、より広範なブレグジット問題とともに検討を行ってきた。全社的な総合影響評価制度によって、主なりスク、中でも「合意がない」シナリオに重点を置いたリスクに取り組むため、いくつかの緩和策が策定かつ導入された。

英国政府は、国レベルで取り扱われる必要のある民生原子力セクターに関する重要な問題について検討を進め、以下のとおり前進した。

- ・欧州原子力共同体からの離脱に関するすべての問題が、英国と欧州連合の間で合意に至った。
- ・英国独自の原子力保障措置が策定された。
- ・米国、カナダおよびオーストラリアとの間の原子力協働契約ならびに2019年3月末までに日本との間の新たな原子力協働契約

英国政府およびEDFの緩和策を実施することで、欧州原子力共同体およびより広義のブレグジットにより生じる最も深刻な潜在的影響に対処することが可能となる。ブレグジットによる潜在的影響には、関税および非関税の障壁ならびにサプライ・チェーンの途絶をもたらす（かつ発電所の性能およびヒンクリー・ポイントCの建設計画に影響を及ぼす可能性のある）港／空港の遅延ならびにヒンクリー・ポイントCの建設に係る労働を含め、熟練労働力へアクセスする能力が含まれる。労働移動性については、英国政府は最近、ブレグジット後の移民制度に係る提案に関する白書を発表した。さらに、2019年1月29日、英国政府は、新たな英国移民制度（少なくとも2021年までは発効されない。）の導入に要する時間を鑑み、2019年3月30日より移行措置を適用することを発表した。これは、英国のモビリティおよび入国労働における現在から2021年初頭に亘る変化は、実際には限定的にとどまる予定であることを意味している。

いずれの場合においても、英国は、国際原子力機関（IAEA）の加盟国であり続け、英国が関連する国際的基準を満たし続けることを保証するため、国際的な関係者と取組みを行う予定である。英国は、代替としてIAEAと二者間の自発的保障措置協定を締結し、2019年3月29日までの批准に向けて進行中である。

供給量市場

2018年11月15日、欧州連合司法裁判所の一般裁判所は、欧州委員会の主張を退け、Tempus Energyを支持し、政府補助金を理由に英国供給量市場に異議を唱えないとする欧州委員会の決定を取り消した。その結果、英国政府は、発電事業者に対する供給量の支払いを停止した。政府は、供給量市場が可能な限り早急に復旧するよう、委員会と緊密に取り組んでいく声明を発表した。一方で政府は、National GridおよびElectricity Settlement Companyに対して、（可能な限り）通常どおりに供給量市場における業務を展開するよう要請し、2019年中頃（引渡しは2019年後半／2020年前半）に、落札者に条件付きの供給量が与えられる代替のT-1追加入札を実施する意思を表明した。政府は、容量停止期間後、供給業者が異なる支払方法を選択できるようになることを希望しているが、異なる支払方法は、既存の供給量に係る契約または将来の入札のいずれかに関連しているか

にかかわらず、引き続き欧州委員会の政府補助金認可を条件とする。2019年2月21日、欧州委員会は、英国の供給量市場スキームについて、綿密な調査を行うことを発表した。

(口) EDF Energyの事業

(a) 原子力発電

EDF Energyは、英国において、8.9GWの合計容量を有する8基の原子力発電所（15基の原子炉）を所有および操業している。2009年以降、Centrica plc（Centrica）は、原子力資産（新規の原子力発電所を除く。）を有する会社であるLake Acquisitions Limitedの20%の持分を保有している。

原子力発電所の技術

8基の原子力発電所のうち7基は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）型発電所（ダンジェネスB、ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンBおよびトーンズ）であり、8基目のサイズウェルBは加圧水型原子炉（PWR）型発電所である。

安全性および放射線防護

原子力の安全性は、EDF Energyの最優先事項である。2018年は、2017年と同様、EDF Energyの発電所において安全性事象は報告されなかった。

2018年、EDF Energyは、AGR発電所において1件のINES（国際原子力事象評価尺度）2に分類される重大安全性事象（SSE）を申告した（2017年にはINES 2に分類されるSSEはなかった。）。

EDF Energyは、すべての既存のEDF Energyの原子力発電所の従業員および請負業者が受けた放射線量を最低限まで削減し管理するために、厳格な手続に基づき操業している。2018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0.058mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。2018年において個人が受けた最高線量は7.2mSv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）の承認が必要である。法定供給停止期間と次の法定供給停止期間の間の稼働期間は通常、AGR発電所が3年、サイズウェルBが18か月である。

さらに、10年ごとに、発電所は、より詳細かつ広範囲にわたる構造上、操業上および組織上の安全性に関する定期安全審査（PSR）を受けなければならない。これについても、発電所の操業継続のためにONRの承認を得なければならない。2017年1月、ONRは、ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBのPSRを承認し、2018年1月に、ONRはダンジェネスBのPSRを承認した。ONRは現在、ハートルプールおよびヘイシャム1のPSRの評価を行っており、その承認は2019年前半に予定されている。ヘイシャム2およびトーンズのPSRは、ONRの評価のために2019年に提出されており、2020年1月にONRに承認される予定である。

AGRは、名目上の耐用年数を25年間、サイズウェルBは耐用年数を40年間として設計されている。しかしながら、技術的情報ならびに操業経験および安全経験の集約により、AGRの予想耐用年数を見直すことが可能となった。さらに耐用年数を延長することは、各発電所への追加的な投資が必要となり、また技術面、安全面および経済面での正当性を示すことが必要となる。また原子力負債が増加する可能性があることから、原子炉廃炉当局（NDA）の承認が必要となる。

British EnergyがEDFによって取得されて以来、AGRの耐用年数は、平均でさらに8年間延長された。直近の延長は、2016年2月に公表された。ハートルプールおよびヘイシャム1は、さらに5年間延長され、ヘイシャム2およびトーンズは7年間延長された。

サイズウェルBの延長を支援する取組みはまだ実施されていないが、EDF Energyはおおよそ20年間延長することが可能であろうと見込んでいる。

現在の操業年数（EDF Energyにより正式に記録され、NDAによる承認を受けている。）および閉鎖日

発電所	原子炉の種類	発電開始	発電所の耐用年数 (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
トーネス	AGR	1988年5月	42年	17年	2030年	2020年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	42年	17年	2030年	2020年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年	2025年

発電所別の発電容量および発電量

発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位: MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位: TWh)	
		2018年	2017年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,090	5.7	5.7
ハートルプール	1,185	8.1	9.3
ヘイシャム1	1,060	7.4	6.3
ヘイシャム2	1,240	8.9	10.3
ヒンクリー・ポイントB	965	7.2	7.3
ハンターストンB	985	3.8	7.3
トーネス	1,200	8.6	8.9
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	9.4	8.8
合計	8,923	59.1	63.9
負荷率 ⁽³⁾		76%	82%

(1) 発電容量は、National Gridから輸入された電力を含む、発電所自身の使用のための純電力消費量で計上される。

(2) 各年の発電量は、燃料補給のための、計画内および計画外の供給停止を反映している。

(3) 負荷率は、実際の発電量を各発電所が当該期間に相当する所定の発電容量で運営した場合に得られる発電量で除して、算出される。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2018年における原子力発電所の発電量は、2017年（63.9TWh）から4.8TWh減少して、59.1TWhであった。発電量の減少は、主にハンターストンBにおける黒鉛点検および安全性ケースワークのための供給停止の延長、ダンジェネスBにおける蒸気配管の亀裂および冷却水配管の腐食に関する調査のための供給停止の延長ならびに2018年における2件の追加的な法定の供給停止に起因している。

計画的な法定の供給停止は、ハートルプールの原子炉1号機、ヘイシャム1の原子炉2号機、ヘイシャム2の原子炉7号機、ヒンクリー・ポイントBの原子炉4号機およびトーネスの原子炉2号機で完了した。2017年にサイズウェルBにおいて開始した計画的な法定の供給停止は、蒸気発生器への修理を行うために2018年まで延長されたが、2018年1月31日に完了した。

法定の供給停止は、2018年8月にダンジェネスBの原子炉22号機において開始し、共通するシステムの修理のため、9月には関連する原子炉21号機において供給停止が開始した。これらの供給停止は、蒸気配管の亀裂および冷却水配管の腐食に関する調査のため、延長された。ユニットは、2019年度第2四半期に再稼働する予定である。

ハンターストンBの原子炉3号機は、計画された主要部の黒鉛点検のため、2018年3月に供給停止した。炉心において、現在のセーフティ・ケースのモデルよりも若干高い頻度で新たな鍵穴状の亀裂が確認され、EDF Energyは、さらなる調査およびセーフティ・ケースの作業のため、同原子炉を作動させないことを決定した。ハンターストンBの原子炉4号機において2019年に計画されていた主要部の黒鉛点検は、2018年10月に前倒しとなった。ユニットは、2019年度第2四半期に再稼働する予定である。

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。

- ・高放射性廃棄物（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幅広い利用は、カンブリアにおける低レベル廃棄物保管施設（LLWR）を最大限に利用するよう支援することとなる。現在、英国においては、LLWに関してのみ処分場が存在する。

HAWは、EDF Energyの各発電所の安全な専用施設において、中期的に貯蔵される一方、より長期間の国家によるソリューションがイングランドおよびスコットランドにおいては確立されている。

従来の契約上の取決めにに基づき、AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの核燃料再処理施設（NDAが所有する。）まで輸送され、再処理または長期貯蔵される。使用済AGR燃料の再処理工程から生じる発熱性HAWは、ガラス固化され、安全に長期貯蔵される。

サイズウェルBに関しては、使用済燃料は敷地内に貯蔵されており、EDF Energyは、発電所が引き続きサイズウェルBの耐用年数中に発生するすべての使用済燃料を安全に貯蔵できるようにするために、サイズウェルBに追加の使用済燃料乾式貯蔵施設を建設した。長期間の地表貯蔵の後、サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、将来の英国地層処分施設に送られ、処分される。

EDF Energyの事業の性格および従来の政府との相互関係から導かれることは、EDF Energyの発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物に関する戦略は、NDAの承認を受けているということである。しかし、EDF Energyは、当社のより広範な安全性、持続可能性および環境に関する方針を通じて、発生し続ける使用済燃料および廃棄物の改善および最小化を継続する方針である。

放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用－再編契約

再編契約は当初、旧British Energy グループ（EDF Energy Nuclear Generation Group（EENG））の財務状況の安定化を目的とする英国政府との合意の指導に基づき2002年から実施され、EDF Energy Nuclear Generation Groupの再編の一環として、2005年に締結された。

これらの再編契約により、以下のとおりとなる。

- ・再編の一環として英国政府が設定した独立投資信託である原子力負債ファンド（NLF）は、（国務大臣の裁量により、）その資産の範囲内で、以下に資金供給することに同意した。すなわち、（i）契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関する負債を含む。）、および（ii）EENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関する適格廃炉費用である。
- ・国務大臣は、以下に資金供給することに同意した。すなわち（i）NLFの資産を超える範囲で、かつEENGが所有および操業する既存の原子力発電所に関連する契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関連する負債を含む。）および適格廃炉費用、ならびに（ii）上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値、適宜調整される。）として、EENGの使用済燃料の適格契約負債（特に、2005年1月15日以前のAGRの使用済燃料の廃棄物の管理のための負債を含む。）である。
- ・EDF Energy Nuclear Generation Limitedは、一定の除外されたまたは不適格の負債（主に発電所の危険または不注意な操業に起因する負債）の資金手当について責任を有し、またその子会社のNLFおよび国務大臣に対する関連する潜在的な義務はEENGの主要メンバーから保証を受ける。

EENGの数社（EDF Energy Nuclear Generation Limitedを含む。）は、2005年1月15日以降のAGRの使用済燃料（新燃料）の管理のため、現在NDAと個別の契約を締結しているが、セラフィールドへの移管後はこの燃料に関して責任を負わない。

（b）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)	
						2018年	2017年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力	2,000	2.7	3.1
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	1.8	1.7
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	6.8	6.6

合計	英国	11	5,319	11.3	11.4

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

2018年において、コッタムおよびウェスト・バートンAの石炭火力発電所は、4.5TWhの電力を発電した。これは、前年よりも0.3TWh減少しており、石炭火力発電ユニット8基のうちの6基の供給停止に加えて、ダークスプレッドが極めて低かった年としては、好調なパフォーマンスを示すものであった。

2019年2月7日、EDF Energyは、コッタム石炭火力発電所の発電を、その50年間の稼働を経て、2019年9月30日に終了することを決定した。かかる決定は、市場の変化および発電プロセスから積極的に炭素を除く推進力を反映している。

2018年において、ウェスト・バートンBのCCGTの発電量は、2017年から0.2TWh増加して6.8TWhとなった。これは、市場のボラティリティ、発電所の課題および年度中における3回の一時的な供給停止を考慮すると、良好なパフォーマンスであった。

また、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。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。4つ目のドームが2018年に商業運転が可能となり、残りのドームは、2019年までに稼働が開始する予定である。2018年中、発電所へのいくつかの重要な投資に関する差し迫った要件に加えて、困難な市場環境により、当面ホール・ハウス施設の商業運転を再開しない決定が下された。

(c) 顧客事業

	2018年12月31日	2017年12月31日
顧客への供給電力(単位: GWh)	43,939	43,769
顧客への供給ガス(単位: GWh)	28,944	27,879
期末現在の住宅用顧客口座数(単位: 千)	4,945	5,160

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

2018年中、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、11.65TWhの電力および28.78TWhのガスを供給した。2018年12月31日現在、EDF Energyは、当該部門内で3.003百万の電力顧客口座および1.942百万のガス顧客口座を有していた。

競争

Cornwallの最新の市場シェアのデータ（2018年10月末現在）によれば、中小規模の供給業者の合計市場シェアは、2017年10月末現在の20.6%に対して、約27%であった。10月末時点において、中小規模の供給業者（ホワイトラベルおよびライセンス・ライトを除く。）が62社存在している。

EDF Energyは、2018年12月末現在、年初から0.2百万個減少して、4.945百万個の製品勘定を有していた。市場シェアは直近12か月間においてわずかに減少して、2018年10月31日現在9.6%である。総勘定に基づくEDF Energyの市場シェアが0.46%減少したものの、これはその他の大規模の供給業者の市場シェアの平均損失0.92%に匹敵し、E.ONのみがより低い減少（0.3%）となった。

EDF Energyは、2018年1月にMoneySavingExpertの集团的スイッチを獲得し、2年間の固定料金で10,000人の顧客を獲得し、その集团的スイッチおよび独占的料金志向型獲得戦略を継続した。

規制の改正

既定料金の上限

2018年11月6日、Ofgemは以下の主な特徴を有する既定料金の上限に関する決定を発表した。

- ・2019年1月1日に導入。
- ・英国における既定料金の対象となる11百万人の顧客に適用される。
- ・既存の前払いメーター（PPM）の上限と合致するよう、6か月ごとに更新される。
- ・少なくとも2020年までは適用され、その後は政府が一回につき12か月間さらに延長する可能性があり、最長で2023年まで適用される。

一般的な消費における上限の水準は、自動引落し（DD）の顧客は1,137英ポンドであり、現金およびチェック（CC）の顧客は1,221英ポンドである。

再エネ購入義務の平準化

2018年11月21日、Ofgemは、政府の再エネ購入義務制度の購入資金において59百万英ポンドの不足額を確認した。これとは別に、固定価格買取制度の定期的な均等化の資金への供給者の支払いにおける4百万英ポンドの不足額も存在する。これらの不足額は、相互化を誘引し、これは、義務を遵守した供給者が不足額を補わなければならないことを意味する。

スマート・メーター

EDF Energyは、2020年までに、スマート・メーターという新しい技術の恩恵を受けることを希望するすべての住宅用顧客および小規模の企業用顧客に、スマート・メーターを供給することに引き続き尽力している。2018年、EDF Energyは、さらにその活用を増やすために、その2018年の年間目標を上回る、約515,000個のスマート・メーターを追加で設置した。2018年までに、展開の対象となるEDF Energyの顧客の約24%がスマート・メーターを有していた。2018年、国家のITおよびコミュニケーションのインフラ（DCC）がようやく利用可能になったことを受けて、供給者は第二世代のスマート・メーターの設置を開始することができるようになり、EDF Energyはそれを約36,000個設置した。EDF Energyは、第二世代のスマート・メーターへの移行を、政府が設定した期限に沿って、2019年度第1四半期に完了する予定である。

住宅用顧客サービス部門

EDF Energyは、2018年度第3四半期のCitizens Adviceによるエネルギー供給業者格付けの格付一覧において、British GasおよびSSEに次いで、主要なすべての供給者のうち第3位となった。EDF Energyは、2017年度第4四半期の第2位から順位が下がったものの、そのスコアは2017年度第4四半期の（5点満点のうち）3.7から2018年度第3四半期の3.95へと改善した。供給者全体の一覧において、EDF Energyは、34の供給者のうち、2017年度第4四半期の第9位から、2018年度第3四半期の第8位へと改善した。

2018年を通して、顧客は、すべてのルートを通じて受けたサービスについて、依然として非常に肯定的であり、当社の連絡ルートについて年度末（2018年10月から12月の平均）のアドバイザー推薦スコアは+53となり、デジタル・ネット・イーズ・スコアは5点中4.2点を獲得した。EDF Energyは、取引の68%を顧客による国内のセルフ・サービスのルートの使用によって完了させており、引き続き顧客との不要な連絡を減らすことに取り組んでいる。

非住宅用顧客

2018年において、非住宅用顧客部門は合計32.3TWhの電力（203,434の小規模の企業用顧客（SME）口座に対して1.9TWh、中規模および大規模の企業用顧客（I&C）口座に対して30.4TWh）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184.1TWhであり、EDF Energyは最大の企業用顧客向け供給業者となった。

中規模の企業用向けは好調であり、取引量が多く、売上総利益も増加した。このセグメントにおける取引量は、毎月増加し続けている。2018年10月は、業績が好調であり、英ポンド／MWhのマージンは年度始めと比べて増加した。

大口の企業用向けに関しては、2つの戦略的な見通し、すなわちHansonおよびManchester Airport Groupの取得およびその着手により、2018年を通してその供給量を増加させた。これは、好調な財務成績に反映され、2018年の総利益は2017年から増加した。2018年に締結されたさらなる重要な取得は、複数の主要な更新に加えて別の戦略的な公共部門の枠組み（NEPO）を含み、これらは2019年への移行にかけて大口の企業用向けの取引量のポジションの支えとなる。

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、British Energyの取得時点において締結された契約に従い、現在の原子力発電所の少数株主であるCentricaに個別に売却されている。残りの80%は、Centricaとの取引に用いられるものと同じ移転価格で、EDF Energyの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。2018年、EDF Energyは、この経路からおよそ4.5TWhを取得した。

2018年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約17.4TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2018年において、EDF Energyは、約49.3TWh売却し、32.0TWh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。2018年におけるEDF Energyの石炭供給量の29%が国内供給業者からのものであり、71%が海外の供給業者からのものであった。

(d) 新規の原子力発電所建設事業

新規の原子力発電所建設事業

EDFの2016年7月28日付取締役会で最終投資決定（FID）がなされたのを受けて、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、サマセットのヒンクリー・ポイント用地（ヒンクリー・ポイントCまたはHPCプロジェクト）におけるEPR原子炉2基の建設に関する最終的な契約を締結した。またかかる契約には、サフォークのサイズウェル（サイズウェルCプロジェクト）およびエセックスのブラッドウェル（ブラッドウェルBプロジェクト）の英国における原子力発電所2か所の開発に関するパートナーシップが含まれる。

EPR技術は既に、フランスのフラマンビル（現在建設中で、EDFの完全子会社である。「第2 3（2）①（ii）（イ）フラマンビル3 EPRプロジェクト」を参照。）および中国の台山（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクトー台山のEPR」を参照。）の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の施設の仕様のために適合されたものの、この同じ技術を使うことにより、設計、建設および運営の標準化において系列の効果を利用することができる。

ヒンクリー・ポイントC（HPC）

資金調達

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。

プロジェクト費用およびタイムライン

2016年9月に最終投資決定がなされた後、EDFは、2017年にHPCプロジェクトの費用およびタイムラインの再検討を実施し、その結果は、以下のとおりとなった（2017年7月3日付プレスリリース「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する説明」を参照。）。

- ・2019年半ばに予定されている、ユニット1におけるコモン・ラフトのための安全規格に従った最初のコンクリートの流し込みの完了に対応する「J0」の節目の確認。
- ・従前の評価と比較して、2015年の英ポンド換算で1.5十億英ポンド（中間利息およびプロジェクトのベンチマーク為替（1英ポンド=1.23ユーロ）と比較した為替の影響を除く。）増加した、2015年の英ポンド換算で実質19.6十億英ポンドとなったプロジェクトの完成に係る費用の見積もり。この見積もりは、とりわけ供給業者との協同で行われる、好調な業務上の行動計画を想定したものである。追加の見積費用（行動計画の影響額は含まない。）は、主として、英国の規制当局の要件に適合する設計への理解の深まり、現場の作業量および作業の優先順位付けならびに供給業者との契約の段階的な実施の結果として生じるものである。EDFの予測利益率（IRR）は、当初の約9%（中間利息およびプロジェクトのベンチマーク為替（1英ポンド=1.23ユーロ）と比較した為替の影響を除く。）に対して、約8.5%（2017年7月の為替（1英ポンド=1.16ユーロ）で算出されたIRR。為替の変動はIRRに影響を及ぼす可能性がある。2018年12月31日現在の為替は1.12ユーロであった。）と見積もられている。
- ・ユニット1について15か月、ユニット2については9か月となる納期の遅延リスク（COD）の見積もり。かかるリスクの実現は、2015年の英ポンド換算で約0.7十億英ポンドの潜在的な追加費用を伴うものである。この仮定に基づくEDFのIRRは、約8.2%（中間利息およびプロジェクトのベンチマーク為替（1英ポンド=1.23ユーロ）と比較した為替の影響を除く。）となる。

全体的なスケジュールに関して、プロジェクト・チームは総動員されており、2025年末までにユニット1を引き渡す目標が達成できるよう、行動計画を実施している。

EDFとCGNとの間の契約には、予算超過または遅延が生じた場合のキャップ付き補償メカニズムが含まれる。これらの契約は、機密条項に服する。

プロジェクトの進捗

プロジェクトは、2018年末に、2019年半ばに設定された「J0」目標を確認し、2018年に設定された以下の4つの目標を達成した。

- ・プロジェクトの1つ目の目標：ユニット1のプリストレスのギャラリー建設の完了。ユニット2における作業は現在進行中である。
- ・プロジェクトの2つ目の目標：ユニット1の「深部掘削」部分の建設。これは、高さ54メートルの揚水発電所を含む。
- ・プロジェクトの3つ目の目標：ユニット1のニュークリア・アイランドのコモン・ラフトの設計パッケージが引き渡され、現場での作業の開始が可能となった。
- ・プロジェクトの4つ目の目標：ユニット1のニュークリア・アイランドでの安全規格に従った最初のコンクリートの流し込みの完了。最初のニュークリア・アイランドでのコンクリートの流し込みのためのホールド・ポイントをリリースするため、かかる工程についてONRの事前承認が必要とされた。最終設計の決定を受けて、2018年11月8日に承認が付与された。

2018年末現在におけるこれまでのプロジェクト全体に係る支出は、6.8十億英ポンド（時価。中間利息を除く。）であった。上述の行動計画から生じる機会を特定するために、現在作業が行われている。

原子力規制局（ONR）の英国オフィスとの交流

ONRとの協議は進行中である。

ONRの次のホールド・ポイントは、現場での燃料搬入となる。さらに、Framatomeからの最初の部品の発送のために、ONRからの同意が必要となる。

差額決済契約（CfD）（契約の条件は、英国政府のウェブサイト（<https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>）にて入手可能である。）

納期の遅延に記載されるリスクについて、配電の期限（ユニット1については15か月、ユニット2については9か月）は、締結された契約で設定されている配電の期限より短い。

HPCプロジェクトの関係会社であるNNB Generation Company (HPC) Limitedおよびエネルギー・気候変動省（DECC）は、2014年10月に欧州委員会により承認されたHPCのCfDの全条項に関して、2015年10月付で合意した。

Cfdは、2016年9月29日に、英国政府との間で締結されたその他すべての契約と並行して締結され、稼働開始から35年間にわたり、行使価格と市場価格の差額に基づいて行われる補償を通じて、HPCによって生成され、販売された電力から生み出される収益に保証を付与する契約である。

発電所の稼働開始日以降、発電事業者が市場で電力を販売する際の基準価格が、契約条件に基づく行使価格よりも低い場合、発電事業者は追加の支払いを受け取る。基準価格が行使価格よりも高い場合、発電事業者が差額を支払う義務を負う。

Cfdの重要な要素は以下のとおりである。

- ・サイズウェルCプロジェクトが開始された場合（すなわち、最終投資決定がなされた場合）、HPCの行使価格は、EPR原子炉について被った最初の費用がHPC施設およびサイズウェルC施設にわたって共有されることを反映するために、92.50英ポンド/MWh（2012年）または89.50英ポンド/MWh（2012年）に設定される。
- ・行使価格は、消費者物価指数（CPI）を通じて英国のインフレに完全に連動する。
- ・この契約は、開始日から35年間存続する。ユニット2について、契約で定められた商業的稼働開始日から8年超遅れた場合、Cfdにおける利益が変動する可能性がある。原子炉2基のうち1基がその特定の期間内に稼働開始した場合、調整は部分的である。
- ・このプロジェクトは、一定の不利な規制および法律の変更から保護される。また、15年目および25年目における（使用された仮定によって増加したかまたは減少した）費用を検討するための規定ならびに廃炉および廃棄物管理に係る費用の一定の条件（資金調達による廃炉プログラム）を検討するための規定が策定された。
- ・HPCプロジェクトの建設において節約が達成された場合、かかる節約分は、電力価格の引下げにより、消費者にも享受される。

Cfdにおいて、販売量に関する保証は明記されておらず、またその上限も存在しない。しかし、当該契約は、規制の変更または市場の変化に伴う取消しのリスクから保護されている。

HPCプロジェクトは、Cfd期間における電力の市場価格の変動から保護されている。

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 2（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」を参照。

この規模の他のプロジェクトもそうであるように、プロジェクトは、たとえCfdが保護役を担っていたとしても、プロジェクトの終了時点で、時期および予算超過に関するリスクを有する。

外国為替に関しては、プロジェクト費用の約3分の1はユーロ建てであることを留意すべきである。これにより、当該プロジェクトおよびEDFグループはともに、英ポンド/ユーロの為替レートの変動に晒される。

英ポンドがユーロに対して下落した場合、プロジェクトの英ポンドでの費用が上昇し、その結果そのIRRは減少する。これにより、グループ・レベルでは、ユーロ建ての資金需要の減少につながり、その結果当グループの負債が減少する。

HPCプロジェクトにおける長期にわたる投資ホライズンにより、EDFグループは、HPCへの投資額の英ポンド建ての価値の増加リスクを補填するために段階的な戦略を施行している。廃炉フェーズ以降、ユーロ建ての投資のIRRは、収益が英ポンド建てで発生し、インフレに連動することから、英ポンドおよび英国のインフレ（2017年7月のベースラインに関連する。）の変動に依存する。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

資金調達による廃炉プログラム（FDP）に関する契約は、2016年9月29日に締結された。原子力事業者は、法定要件によってFDPを有さなくてはならず、そのFDPに基づき独立したファンド会社が資金を調達し、原子炉の発電後の廃炉に係る費用を支払うために積み立てられた資金を管理する。

Nuclear Decommissioning Fund Company（FundCo）は、2008年エネルギー法に従い設立され、FDPを導入することにより廃炉に係る費用を提供することをその目的とする。

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（長期貯蔵を含む。）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

EDFおよびCGNは、HPCに関する契約と並行して、サイズウェルCプロジェクトの資本に関する契約を2016年9月29日付で調印し、第三者によって融資される2基のEPR（3.2GW）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プロジェクトを開発することに大筋で合意した。

最終投資決定がなされる前の開発段階において、EDFの持分は80%、CGNの持分は20%である。最終投資決定後、本プロジェクトはEDFのレベルで管理されることは意図されていない。今後、その他の投資家および貸手が参入する必要がある。

最終投資決定は、2021年末に予定されている。

本プロジェクトの開発は、HPCからの複製戦略に基づいている。よって、サイズウェルCプロジェクトは、EPRの技術にも基づき、非常に発達している英国のサプライ・チェーンに加えて、HPCからのフィードバックおよび経験からも恩恵を受ける。

協議の第3段階が2019年1月4日に開始した。3か月間、住民、地方自治体および利害関係者が様々な会議および交流の場への参加が可能となる。協議の主な議題には、交通、宿泊施設の選択肢、および環境への影響の評価が含まれる。

ブラッドウェルB

2016年9月29日、EDFおよびCGNは、英国版の第3世代HPR1000華龍原子炉に関し、英国の原子力安全規制機関に対して設計認証（包括的設計審査）を取得するための共同申請を行うことについて、契約を締結した。HPR1000は、中国における防城港のCGN発電所のユニット3に設置される予定で、これは、華龍の英国版の設計を開発する両社にとって、基準となる発電所である。

開発段階において、CGNは66.5%の割合で、EDFは33.5%の割合で出資している。

2018年11月、当該プロジェクトは、包括的設計審査のプロセスにおける（4段階のうちの）第3段階の開始に伴い、「UK HPR1000」テクノロジーによる原子力設計の承認手続において新たな段階に突入した。

(ii) イタリア

(イ) EDFグループのイタリアにおける市場および影響力

イタリアは、フランス、英国およびベルギーに並ぶ欧州の4大市場の1つである。

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な事業者であり、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%（株式持分：議決権の99.484%の割合）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年にエネルギー・サービスを専門に扱うEDFの完全子会社のFeniceは、より包括的で多様なエネルギー・サービスを行うことでイタリアの市場における主要な事業者になるというEdisonの戦略目標を推し進めるために、Edisonに統合された。

またEDFグループは、CitelumおよびEDF Renewablesのイタリアにおける子会社を通じて、イタリアにおいて事業を行っている。

(ロ) Edisonの戦略

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力のバリュー・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。

2018年において、Edisonは、低炭素の再生可能エネルギー発電に向けての再設定および下流部門エネルギー・サービスの開発を目指す改革戦略の実施に焦点を当てている。以下の4つの分野が特に注目されている。

- ・供給に関して、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している。Edisonブランドの確立した地位ならびにホーム・オートメーション、モビリティおよび住宅用ソーラーパネル等のEdisonが提供する幅広いサービスに依拠して、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。とりわけ企業用顧客、第三次産業および行政の部門における最終市場との関係を強化することを目的として、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行っている。
- ・発電に関して、Edisonは、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、水力発電への特定の設備投資ならび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の開発を促進することにより、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ている。さらに同社は、再生可能エネルギー発電と並行して、高効率および低炭素の火力発電所を最大限に活用していく意向である。同社は、国のエネルギー目標が市場状況に有利に働いた場合、同社の最も効率的な資産に資源を集中させ、新たな高効率ガス発電所を開発することを検討している。
- ・ガスに関して、Edisonは、EDFグループのガス事業の基盤となっている。EDFの監督下において多様でかつ広範囲におよぶ技術を活用しているEdisonは、欧州および英国の卸売市場において資産を最適化し、短期取引を実施するEDF Tradingとともに、統合モデルに基づきEDFのガス事業および資源のすべてを管理している。2017年8月1日より、EDFは、業務契約を通じて、資産管理および上流部門の業務展開（ガスおよびLNGの供給、契約管理ならびに中長期の最適化、輸送および貯蔵を含む。）をEdisonに委託している。また、Edisonは、現在のポートフォリオの最適化に留まらず、EdisonおよびEDFグループの競争力の向上ならびに供給の柔軟性および安定性の強化を図るために、イタリアのガス市場の成長に貢献することを目標としている。

- ・探鉱および生産（E&P）に関して、2018年にEdisonは、新たな事業体であるEdison Exploration & Productionにその業務を合理化した。

（ハ） Edisonの事業

2018年におけるイタリアのエネルギー消費量は、2017年からわずかに0.4%増加して、321.9TWhとなった。

280.2TWhの純発電量は、国内消費量の87%（前年は89%）を占め、その差は43.9TWhの純輸入量（2017年から16.3%増加）によって補われた。2017年と比較して、火力発電量の減少（15.3TWh減少して2018年は185TWh）ならびに太陽光発電量および風力発電量の減少（2017年は41.6TWhであったのに対して2018年は40.2TWh）は、より有利な気候条件に起因する水力発電量の増加（2017年は37.56TWhであったのに対して2018年は49.3TWh）によって一部相殺された。2017年の発電関連データ（AEEGにより公表されたデータ（ARERA報告書1巻、48ページ、図表2.1）。2018年のデータは、2019年半ばに発表される。）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。2018年において、Edisonのイタリアにおける純発電量は18.8TWhであり、イタリアにおける純発電量の約7%を占めた。

ガスの国民需要は、電力の純輸入量の増加および水力発電量の増加に関連して発電におけるガスの使用量が8.1%減少したことにより、2017年と比較して3.4%減少し、72.1Gm³となった。住宅用の消費量は、秋の終わりに気温が上昇したことにより、1%減少した。

イタリアの天然ガス輸入量は、国の需要の93%を占め、Edisonはこの輸入量のうちの22%、すなわち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、2017年から9%増加して、2.3Gm³に達した。

石油およびコンデンセートの生産量は、安定して4百万バレルを維持し、このうち1.7百万バレルがイタリアにおいて生産された。

（a） 発電

2018年12月31日現在、Edisonの設備発電容量は、2017年と比較して4.8%減少して、2018年において6.1GW（純発電量は18.8TWh）であった。これは、主として、火力発電量および風力発電量の減少によるものであるが、より良好な気候に起因する水力発電量の増加により一部相殺された。

現在、Edisonの発電所は、水力発電所91基、火力発電所14基、風力発電所39基、太陽光発電所8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79%を占める一方で、水力発電は発電量の16%、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、イタリアにおいて、3.1TWh（2017年から39%増加）を発電した約1,012MWの水力発電施設を操業している。

2018年にEdisonは、そのほとんどがピエモンテおよびロンバルディアの灌漑用運河に位置する15か所の発電所を所有している、Frendy Energyの72.9%の持分を1月に取得したことによって、小水力発電所への進出を継続している。2018年後半にEdisonは、バレ・ダオスタにおける現地の水力発電事業者であるEaux Valdotaïnesから、それぞれ4.6MWの容量を有する稼働中の3つの小水力発電所（1つは建設中で、その他は正式な承認段階にある。）を取得した。

再生可能エネルギーの分野において、F2iファンドと共同で2014年に設立され、F2iファンドが70%の持分を保有し、（自身もEdisonにより83.3%、EDF Renewablesにより16.7%保有される）Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili srlが残りの30%を保有する事業体のE2i Energie Speciali srlにより、Edisonは必要な規模を維持した。

E2iは、661MWの再生可能エネルギー資産を保有し、生産するエネルギーの100%をEdisonへ譲渡しており、Edisonはこれを発電ポートフォリオの総合管理に使用している。

Edison Spa（30%）およびEDF Renewables Services SAS（70%）が所有する事業体であるEDF EN Services Italia srlは、かかるプラットフォームの運営および維持について責任を負っている。

2016年末にE2iは、風力発電部門の事業を発展させるために、一般入札において風力発電所の建設、改造または拡張に関する8つのプロジェクトを獲得し、その合計設備容量は165MWであり、うち153MWは補助の対象となる料金保証付きである。2018年にE2iは、2017年後半に欧州投資銀行（EIB）から供与された15年間の150百万ユーロの与信枠からの資金提供を受けて、これらの風力発電所の建設および更新を開始した。2019年にプロジェクトが完了次第、E2iの設備容量に700MW超が追加される。

EdisonおよびF2iとのパートナーシップ以外でも、EDF Renewablesはイタリアにおいて事業を行っている（「第2 3（2）①（v）（ハ） EDF Renewables」を参照。）。

革新という観点から、2018年後半にEdisonは、その再生可能エネルギー発電の適合性を試すために、カラブリア州アルトモンテにおける3.3MWの太陽光発電所において、822kWhの容量を有する初のエネルギー貯蔵システムを構築した。

国際的な観点から、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、（Edisonが38%の持分を有し、残りの62%はHellenic Petroleum、Hellenic Energy and Development（Hellactorグループ）およびHalcorが保有する）ElpEdison SAを通じて、ギリシャにおける主要な電力事業者の1つとなっている。ElpEdisonは、Edisonにより建設され、民間

利用者向けの市場において電力を販売している2つのCCGT発電所（1つはテッサロニキ（389MW）、もう1つはティスヴィ（410MW））を有している。

最後に、Edisonは、226MWのCCGT発電所を操業しているブラジルの子会社のIbiritermoの50%の持分およびスイスにおいて626MWの水力発電所を操業するKraftwerkeの20%の持分を保有している。

（b）炭化水素分野

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、2018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0.4Gm³のイタリアにおける自己生産および5.8Gm³の市場からの購入が含まれている。

イタリアにおける2018年のガスの販売量の合計は、（2017年の21.3Gm³と比較して）20.7Gm³であった。Edisonは、4.5Gm³のガスを産業部門に、2.8Gm³のガスを住宅用顧客に、6.5Gm³のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に、6.9Gm³を卸売市場に供給した。

Edisonは、イタリアにおいて競争力を高め、ガスのサプライ・チェーンを強化するために、長期の輸入契約をさらに強化し、多様化させている。

探鉱および生産において、Edisonは、2018年末現在、イタリアでは56、国外では41の委託および探鉱の許可を有しており、また約209百万バレ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のガス田であり、Edisonは、2009年初頭において最初の期間が20年で10年ずつ延期可能な、かかるガス田の探鉱、生産および開発の権利を購入した。2017年末に、EdisonがSonatrach、RepsolおよびDEA Deutsche Erdöl AGとともに11.25%の持分を所有するコンソーシアムは、アルジェリアのサハラ砂漠にあるレッガーヌ・ノール・ガス田の生産を開始した。最後に、Edisonは、クロアチア、英国およびノルウェーにおいても事業を展開しており、それらの国で北海、ノルウェー海およびバレンツ海に対するライセンスを有している。

ガス・インフラ

Edisonは、ギリシャとイタリア（ITGI-Poseidon）、ギリシャとブルガリア（IGB、ブルガリアと50/50の割合のパートナーシップ）およびギリシャとキプロス（EastMed）を繋げることを目的とした様々なプロジェクトの開発に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）⑥（ii）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。2018年にIGBプロジェクトに出資する最終投資判断がなされ、建設は2019年に開始する。

Edison、DepaおよびGazpromは、2017年、イオニア海の海底のギリシャとイタリアを結ぶガス・パイプライン・プロジェクトの開発を通じて黒海からロシアのガスを供給するための南方ルート確立に向けた協力協定を締結した。地政学的な発展により南方のパイプラインがギリシャを通過することが可能となった場合、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。

またEdisonは、Ras Laffan Liquified Natural Gas Company Limited II（RasGas II）とともにカタールから輸入したLNGの再ガス化が行われるロビゴ洋上再ガス化ターミナルの容量の80%（すなわち年間8 Gm³のうちの6.4Gm³）を利用する権利を有している。

LNGに関して、2018年にEdisonは、卸売市場においてLNGを販売するために小規模のLNGサプライ・チェーンを構築し始め、それによって陸路輸送および海路輸送向けの持続可能な燃料の開発を支援する。プロジェクトの最初の段階には、ラヴェンナ港において、小規模の専用LNGターミナルを通じてLNGを貯蔵する場所となる陸上の貯蔵庫を建設することが含まれ、かかる建設は、Edison（49%）およびPetroliera Italiana Rumena（51%）が共同で保有する新たな事業体のDepositari Italiani GNLが請け負う。Edisonは、年間1 Mm³超のLNGの容量を貯蔵できる貯蔵庫の85%を使用する権利を有し、12,000台の大型トラックおよび最大48隻のフェリーにLNGを供給することが可能となる。

（c）販売およびマーケティング

2018年、Edisonは、イタリアにおいて（2017年には28.2TWh、すなわち4.2%増の）29.4TWhの電力を販売した。このうち、18.8TWhは発電によるものであり、10.6TWh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13.7TWhであり、すべてのセグメントにわたり、2017年と比較して25.3%増加した。2018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、約656,200の電力顧客および約936,200のガス顧客に供給している。

2018年2月、Edisonは、Naturgy（旧Gas Natural Fenosa）からのGNVI（Edison Energieに改称）の取得を完了し、その結果としてイタリアの中央部および南部に所在する非常に低い解約率の顧客で構成される顧客基盤を取得した。これによりEdison

は同国における活動を拡大し、顧客ポートフォリオを50%拡大することができた。当年度中にEdisonは、既存の相乗効果を最大限にするために、さらにEdison Energieを業務に統合した。またEdisonは、90,000件の契約を有し、住宅用ボイラーの保守の専門会社であるServigasを取得したことにより、多数の相乗効果、とりわけ革新的な家電製品およびスマートホーム・システムの設置および維持管理を行う企業のAssistenza Casa（2017年にEdisonが同社の51%の持分を取得）との相乗効果を発揮している。

さらにEdisonは、プーリアにおける30,000の最終顧客に対してガスを販売する企業のAttivaを2018年4月下旬に取得したことにより、小売市場において拡大し続けている。

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ならびに顧客の統合等の市場および規制上の変化により可能となる革新的な商品およびサービスを開発することにより、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。近年の販売プロセスにおける改善は、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

Edisonは、「エネルギー・サービス市場部門（ESMD）」と呼ばれる専門の事業部門を通じて、エネルギー・サービスおよび環境サービスの開発、販売および管理を行っている。

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。公共サービスにおいて活動的な2つの企業を取得したESMDは、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おいて、その地位を確立することを目指している。サービスの提供は、Sersysの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。ESMDの事業体は、顧客に代わって、コジェネレーション／トリジェネレーション発電所、太陽光発電施設、変電所、産業使用用の火力発電所、冷却発電所、圧縮空気発電プラント、流体分散システム（電気、ガス、熱気または冷氣、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等の資産の設計、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。ESMDは、約420の顧客を有しており、FCAグループとの契約は、依然として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。

市場のすべてのセグメントに向けて総合的なサービス提供を行う成長戦略の一環として、Edisonは、2017年3月に取得したComat Energiaにおける51%の持分を通じて、木材ペレットを使用した暖房および都市部の暖房の分野において事業を行っている。ESMDの範囲は、エネルギー効率を促進する建物のデジタル・モデルに特化した建築コンサルティング会社であるMagnoli & Partnersの60%の取得により、さらに補完された。

Edisonは、Edison Facility Solutions（2017年に取得した旧Energon Facility Solutions）ならびに特にロンバルディ、ヴェネトおよびラツィオの地域の病院におけるエネルギー効率および総合的なエネルギー管理に特化したZephyroを通じて、公共サービス部門における活動を行っている。

Feniceは、2018年7月にPrima Holding SrlからZephyro Spaの普通株式の71.3%（または総株式数の70.66%）を買い取った後、イタリアのAIM市場において残りの普通株式の買付けを行った。株式の買付けを行った結果、現在Feniceは、Zephyroの普通株式の99.93%および総株式資本の99.05%を保有している。1株当たり10.25ユーロの価格での株式の購入総額は、約106百万ユーロであった。結果的に、Borsa Italiaは、イタリアのAIM市場におけるZephyroの普通株式およびワラントを、2018年10月23日をもって上場廃止にした。追加の買付けにより、Feniceは、Zephyroの総株式資本の99.499%を保有している。

エネルギー効率化業務は、Feniceの子会社によって、海外（スペイン、ポーランド、モロッコ）で展開されている。

Fenice Spaの完全子会社であるEDF Fenice Ibéricaは、そのグローバル・エネルギー・パートナーのビジネスモデルを統合することによって、事業を成長させている。EDF Fenice Ibérica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 Ibéricaは、廃水処理施設を建設し、運営するために、農産食品部門に属する国際的なグループと契約を締結した後、モロッコにおいて子会社のEDF Fenice Marocを設立した。

Fenice Spaが100%保有するFenice Polandは、主に産業向け公益事業（コジェネレーション、加熱、冷却、圧縮空気、電力網、産業用ガス）の委託管理の分野において事業を行っている。また同社は、様々なエネルギー・サービスおよび関連する環

境サービス（飲用水、廃棄物処理および廃水）を管理している。Fenice Polandはまた、顧客へ供給するために必要とされる供給ネットワーク（電力、ガス、加熱）に係る行政上の営業権を有している。

(e) 規制業務

ガスの輸送および貯蔵

Edisonは、規制されたガス貯蔵事業を取り扱う会社であるEdison Stoccaggioを100%保有している。また、Edisonは、チェッリーノ（1984年以降）、コッラルト（1994年以降）およびサンボティート&コティニョーラ（2013年以降）の劣化貯留層（天然ガスが枯渇した土地）における3つの貯蔵施設を運営している。すべての施設における埋蔵量は、1 Gm³である。

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、ARERAにより規制および監督されている。

Infrastrutture Distribuzione Gas Spa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。2018年において、Infrastrutture Distribuzione Gasは、イタリア北部および中央部の約151,500人の利用者に対して262.8Mm³の天然ガスを配給した。

(二) イタリアにおけるEDF Renewables

2018年12月31日現在、EDF Renewables Italieは、424.2MWの総風力発電容量（298.1MWの純容量）（Futurenの風力発電容量を含む。）および76.9MWの総太陽光発電容量（74.3MWの純容量）を有している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）。

(ホ) イタリアにおけるCitelum

当グループは、子会社であるCitelumを通じて、イタリアにおいても事業を行っている。同社は、Consip Luce契約に基づき、（例えばシラキューズやロナート・デル・ガルダにあるような）公共照明、信号機および（EBF Costruzioni Impianti Srlとともに）スマート・シティに関するグローバル・プロジェクトに関する多くの契約を有する。

Citelumは、イタリアにおける200を超える都市の公共照明を管理している。また2018年にCitelumは、ロンバルディ州、エミリア・ロマーニャ州およびトスカーナ州における公共建物の屋内照明を設置するための都市部の基本雇用契約を2件獲得した。

(iii) その他国外

「その他国外」部門において、当グループは2018年末現在4GWの総設備容量を有し、2018年には18TWhの発電を行った。

(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、主に子会社であるEDF BelgiumおよびEDF Luminusの2社を通じて事業を行っている。また2018年終盤において、Citelumもベルギー市場に参入した。

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年末に追加で10年間更新された長期契約を通じて）EDF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

2018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、2018年末現在2,129MW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、2018年に5.2TWhに達した。同社は、新たに取得した子会社を含め、2,000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。

2018年において、これらの発電所の大部分が予定外の供給停止の延長を経験した。

- ・チアンジュ2は、潜在的なコンクリート劣化の検証を行うため、2018年8月以降停止している。
- ・チアンジュ3は、コンクリート劣化により、2018年5月以降停止している。
- ・ドゥル3は2017年に閉鎖され、土木工事が行われた後、2018年8月に再稼働したばかりである。
- ・ドゥル4は2018年8月から2018年12月下旬まで閉鎖されていた。

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1,208MWの設備容量を有する火力発電所を所有している。

セランの蒸気ガス・タービンは、2017年11月から2018年10月末までの期間に係る戦略的予備電力義務を果たした。戦略的予備電力制度が更新されなかったため、発電所が再稼働した。

上記とは別に、EDF Luminusは、アングル3およびイゼゲムのオープン・サイクル発電所については、最終的な閉鎖を2019年10月31日まで延期することを決定し、その旨を管轄当局に通知した。またEDF Luminusは、2018年／2019年冬期におけるベルギーの電力供給力の確保を支援するために、ハム発電所を2018年10月22日に再稼働した。

EDF Luminusは、ワロンおよびフランドルにおいて散在する7つの水力発電所および52の陸上風力発電所、計189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438.5MWの設備容量を有している。2018年にEDF Luminusは、62.8MWの総容量を有する24の風力タービンを建設した。また同社は、フランドルにおける陸上風力発電事業者であるMegaWindy CVBAを買収した。MegaWindyは土地の所有権を有しており、約40MWの発電が可能となる予定である。

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約1.7百万の供給地点に、電力およびガスを供給しており、2018年にはB2C（企業・顧客間）における25,000の顧客を正味で失った。

エネルギー・サービス

EDF Luminusは、その子会社であるRami Services、Dauvister、LeneenおよびInsaverを通じて、ボイラーの設置および維持管理を行い、スマート・サーモスタット（Netatmo）の販売および管理を行い、ソーラーパネルの設置を行い、また住居へ予測できない損害が発生した際のコンフォート・サービスを提供することにより、住宅用顧客向けのエネルギー・サービスの分野に携わっている。2018年末現在、前記の3つのサービスに関するB2Cのポートフォリオの契約数は、2018年に販売量が急増したことにより、175,000を超過した。

企業用顧客については、EDF Luminusは、ATS、Vanparijs、DauvisterおよびNewelecとともに、包括的に統合された電力および熱に関するソリューションを企業用顧客に提供している。これに加えて、その子会社であるEDF Luminus Solutions（EDF LuminusとDalkiaがそれぞれ同社の51%および49%の持分を保有）は、エネルギー・パフォーマンスに関する契約に基づき、管理棟、病院、学校、スポーツ施設、水泳プールおよび集合住宅といった施設に対するエネルギー効率化サービスに従事している。

2018年にEDF Luminusは、（Newelecを通じて）M. Lemaitre SAおよび（Dauvisterを通じて）Holding Léonard SPRL等のHVAC（暖房、換気および空調）を取り扱う企業を取得することにより、エネルギー・サービスへの拡大戦略を遂行した。ATSの子会

社であるGezel IIは、その市場範囲を拡げるために、暖房を扱う会社のAcar NVを取得した。またEDF Luminusは、SOGEPa（ワロンの公共投資ファンド）とともに、SOGEPaが持分を有し、SOGEPaが経済活動を行う地域において、管財人の管理下にある企業のエネルギー効率および再生可能エネルギーに関するプロジェクトを引き受けるために、Demaininvest SAを設立した。

2018年にSOFICO（ワロンのインフラ投資ファンド）は、「照明計画（Plan Lumières）4.0」に基づき、Citelum、EDF Luminus、CFEおよびDIFにより構成されるLuWaコンソーシアムに対して、ワロンの高速道路上の照明を置き換えるPPP契約を付与した。ワロンの高速道路網を「スマート」LED照明に置き換えるプロジェクトが完了するには、20年間かかる。

オランダ

ジョイント・ベンチャーであるSloe Centrale BVを通じて、EDFグループおよびPZEM（旧Delta）（それぞれ50%を保有）は、オランダ南西部に870MWのCCGT発電所を所有しており、2基の435MWのユニットは、2009年に稼働が開始された。その高い技術的な性能により、Sloe発電所は、2018年において4,923時間稼働されており、これはガスを動力源とする発電所にはあまり適していない市場環境において、顕著な実績である。

スイス

EDFグループは、上場企業である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、販売および取引を行う、欧州エネルギー市場における大手企業であり、スイスの電力の3分の1超を供給している。2018年末現在、その設備容量は6,100MWであり、その内訳は、原子力が738MW、火力が2,333MW、水力が2,701MWおよびその他の再生可能エネルギーが328MWであった。

2018年の売上高は、5,186百万スイス・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。

2005年に締結されたAlpiqの設立当初からの株主との現行のコンソーシアム契約は、その条件に基づき、EDFが契約終了した後、2020年9月に終了する予定である。

ドイツ

EDF International S.A.S.の完全子会社であり、ベルリンに拠点を置くEDF Deutschland GmbHは、ドイツにおける当グループの活動を担う。これには、ドイツのエネルギー移行（Energiewende）を促進するための、新たなエネルギー・ビジネス・モデルおよび革新的なソリューションへの専念が伴う。EDF Deutschlandはまた、ドイツの政界および経済界を主導する、当グループの代表的な存在である。

またEDFグループは、ニーダーザクセン州のエッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）ガス資産およびプロジェクト」を参照。）。また、EDFは、子会社であるEDF Gas Deutschlandを通じて、BEPのガス・パイプライン（Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft）の持分の16%を保有している。

当グループは、ライン川流域のイフェツハイムに位置する河川設置型水力発電所（148MWで、5つのタービンを有し、この発電所の拡張工事は2013年に完了した。）の50%を所有している。

EDF Deutschlandは、ubitricityにおける持分を11.67%から18.21%に引き上げた。ベルリンを拠点とする当該新興企業は、EDFグループが提供する電気モビリティのサービス範囲を向上する、スマート電気自動車の充電問題に対するソリューションを販売している。

EDF Renewablesは、Futurenの設備容量を含めると、ドイツにおいて2018年12月31日現在185.8MWの風力発電の総設備容量を有している。またエッコールシュテット風力発電所が再稼働し、リパワリングを行った。リパワリング（またはアップグレード）には、旧式または中古の発電所設備を交換することが含まれる。またEDF Renewablesは、ドイツの子会社のREETEC（陸上風力発電および洋上風力発電のサービス提供会社）を通じて2017年に取得した、洋上風力発電所の運営および維持管理に特化したドイツの会社であるOff-Shore Wind Solutions（OWS）を所有している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）。

エアランゲン（バイエルン州）に拠点を置くFramatome GmbHは3,500人の従業員を有しており、同社は世界で2番目に規模の大きいFramatomeのエンジニアリング会社となった。同社の主要な事業は、世界中の原子力発電所（特に計装制御システム）の維持管理、耐用年数の延長およびアップグレードである。また同社は、フランス、フィンランド、中国および英国におけるEPRの建設にも関与している。さらにFramatomeは、ドイツにおける電力および水素の貯蔵においても活動的である。Framatomeのドイツにおける他の子会社であるAdvanced Nuclear Fuels GmbH（ANF）は、ドイツおよび欧州の加圧水型原子炉（PWR）および

沸騰水型原子炉（BWR）向けに燃料集合体を生成しており、リンゲン（本社）およびカールシュタインにおいて430人の従業員を有している。

EDFの研究開発部門に直属する研究センターであるEIFERは、カールスルーを拠点とし、110人を超える従業員を有する。同社の仕事は、エネルギー資源および分散型発電の最適化（再生可能エネルギーの統合）、都市および地域社会のエネルギーならびに省エネおよび環境保護（電気モビリティ、パワー・ツー・ガス、スマート・シティ）に重点を置いている。

Electranova Capitalは、ドレスデンを拠点とする高温電解槽（パワー・ツー・ガスおよびパワー・ツー・リキッド）の開発を行う会社であるSunfireの株式の約13.4%を保有している。

最後に、EDF Tradingは、ドイツのコモディティ市場（特に日中市場およびガス市場）に積極的に参加している。

（ロ） 中東欧諸国

ポーランド

2017年11月13日、EDFは、2017年5月19日付でEDFとPGEの間で締結した売却契約に基づき必要とされる規制上の承認および許可をすべて取得した後、EDF Polskaの資産（コジェネレーション資産および発電資産）につきPGE Polska Grupa Energetyczna SAへの売却を完了した。

EDFグループは、その子会社であるEDF Renewables、DK Energy PolskaおよびFenice Polandを通じて、ポーランドにおいて事業を行っており、同国のエネルギー構成および原子力プログラムの開発においてポーランド政府のパートナーであり続ける意向である。

ロシア

EDFグループは、エネルギー・サービス分野において、Dalkiaの子会社であるFenice Rusを通じて事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。

（ハ） 南欧諸国

スペイン

2018年12月31日現在、EDFグループは、Endesa Generación（40.99%）およびIberdrola Generación（12.0%）とともに、320MWのICCG型（石炭ガス化複合発電）の発電所を保有するElcogas社の31.48%の資本を保有している。当該発電所の利益率はもはや保証されていないため、2016年にネットワークから切断され、解体が開始された。2017年4月25日にElcogasは、パルプの製造業者であるEnceに対して、土地および施設を売却することに関して合意した。Enceは、敷地に50MWのバイオマス発電所を開発し建設する予定である。Elcogasはもはや利益を生み出さないことから、同社は今後数か月の間に清算される予定である。

当グループはまた、現地の子会社であるFenice（EDF Fenice Ibérica）（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）およびCitelumの子会社（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）を通じて、スペイン市場において事業を行っている。

2018年にCitelumは、アンダルシアのアルメリア市による光害の測定および削減のイニシアチブに参加した。カタルーニャのサン・クガ・ダル・バリェスにおいて、Citelumは、スペインのスマート・シティにおける生活を改善するための新たな接続サービスの開発を引き続き行っており、その目標に向けて、街灯に接続されている革新的なノイズ・センサー・システムを設置した。

EDF Tradingは、ロンドンの貿易基盤により、かかる市場において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

Framatome Ibéricaは、原子炉を所有する企業との間の様々なエンジニアリングおよび維持管理に係る契約を通じて、スペインで活動している。

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。

（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、8.9GW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52GWの設備容量を管理している。

北米におけるEDFの事業の主な内訳は、以下のとおりである。

- ・（米国における有数の原子力事業者である）Exelonグループとのジョイント・ベンチャーであるCENG（Constellation Energy Nuclearグループ）における49.99%の持分に関連する、3つの原子力発電所への投資。CENGは、4GWの設備容量を有している（2GWはEDFグループにより連結されている。）。これらの3つの施設は、Exelonにより運営されている。
- ・主としてEDF Renewablesの米国における完全子会社であるEDF Renewables North Americaを通じて米国に拠点を置く、純設備容量6.9GWを有する再生可能エネルギーの事業。同様に、EDF Renewables Services（EDF Renewables North Americaの完全子会社）は、運営および維持管理の契約を通じて、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Dalkia Wastenergy、Groom Energy SolutionsおよびAegis Energy Servicesの管理下で行われるエネルギー・サービス、地域のエネルギー管理およびエネルギー効率化。
- ・EDFイノベーション研究所の取組みの一環としての研究開発およびイノベーション。
- ・EDFの完全子会社であるCitelumを通じた都市部の街路照明。

（a）米国における原子力事業

原子力発電：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）

2009年11月6日、EDFグループおよびCEGは、CENGを設立した。ExelonとCEGの合併以降、EDFおよびExelonは、CENGの持分をそれぞれ49.99%および50.01%の割合で保有していた。2014年、EDFおよびExelonは、CENGの発電所の運転許可をExelonに譲渡することにつき合意した。かかる合意に基づき、Exelonは3つのCENG原子力発電所（5つの原子炉）の日常運営の管理を行う。

かかる取引の一環として、2016年にCENGは、EDFに特別配当金400百万米ドルを支払い、EDFはEDFのCENG持分を2016年1月1日から2022年6月30日までの間にExelonに対し公正市場価格で売却できるプット・オプションを付与された。

CENGは、取締役会の10名のメンバーにより運営される。うち5名はEDFグループにより指名され、残りの5名（会長を含む。）は、Exelonにより指名される。

CENGの原子力事業

CENGの原子力事業は、米国原子力規制委員会（NRC）の規制下にある。

CENGは、3つの操業用地に散在し、総容量が4,272MWの5つの原子炉を稼働している。カルバート・クリフのユニット1およびユニット2、ナイン・マイル・ポイントのユニット1およびユニット2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)	
				2018年	2017年
カルバート・クリフ1	908	100	908	7.29	7.83
カルバート・クリフ2	881	100	881	7.70	7.27
ナイン・マイル・ポイント1	620	100	620	5.31	4.89
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	1,287	82	1,056	8.29	9.11
REジーナ	576	100	576	4.70	4.70
合計	4,272		4,041	33.29	33.80

(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、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（2017年のデータ）。かかる市場におけるCENGの主要な競合他社は、Entergy、AEP、Exelon、Dynegy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。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クレジットプログラム（ZECまたはゼロ排出クレジット）の策定が含まれる。ニューヨーク州エネルギー研究開発局（NYSERDA）は、ZECの証書を適格な発電所に集中して発行する。各2年、6つのトランシェにより管理される12年間の契約であり、2017年4月1日から2029年3月31日までである。適格な事業者に対するZECの支払いは、上限および最低性能要件に従い、発電されたメガワット時の数値に基づいて行われる。各トランシェにおけるZECの買取価格は、連邦政府により2016年に見積もられた炭素の社会的費用に基づく公式を使用して、行政的に決定される。かかる公式には、エネルギー市場および容量の価格変動に関連する下方修正が含まれる。（2017年4月1日から2019年3月末までの）最初のトランシェに係るZECの価格は、1 MWhの発電につき17.48米ドルに設定された。これに続くトランシェの価格は、2年ごとに更新される予定である。

各電力供給業者（電力小売事業者）は、ニューヨーク州におけるそれぞれの市場シェアに相当するZECを購入することが義務付けられている。規制料金の恩恵を受ける顧客からのプログラム費用の回収分は、電力料金の請求書に含まれている。

NYPSCは、ジーナおよびナイン・マイル・ポイントの原子力施設がZECプログラムの対象となることを確認した。2016年11月18日、NYSERDAとの間で、ジーナおよびナイン・マイル・ポイントのZECの売却に関する契約が締結された。2018事業年度中、CENGは、ZECの売却により、312.5百万米ドルを計上した。

2016年11月30日、ニューヨーク州裁判所に対して、ZECプログラムの無効化を目的とした申立てが環境団体によって提出された。かかる申立ては、2017年1月13日に修正された。かかる申立てでは、NYPSCが当該プログラムを立ち上げる権限を有さず、当該プログラムは州の環境法に違反し、かつ行政手続に関するニューヨーク州法（SAPA）における特定の規定に違反すると主張されている。2017年2月15日にCENGは、かかる訴えを取り下げるよう申立てを行った。裁判所は、2018年1月22日、環境に関する申立ておよび大部分の原告からの申立てを棄却したが、残りの原告5名の主張に係る申立てについては、本案にコメントすることなく、棄却を拒否した。かかる案件は、全記録とともに、略式判決に向けて審議中である。CENGの答弁書および準備書面は2018年3月30日に提出された。裁判所は、ブリーフィングが完了した後、審理を行うか否かを決定する。

2016年10月19日、火力発電事業者の連合は、ZECプログラムが米国憲法の特定の規定に違反し、より具体的に、卸売価格に関する米国連邦エネルギー規制委員会の規制上の要件の妨げとなり、他の州の競合他社に対する差別を構成すると主張してNYPSCに対する訴訟をニューヨーク連邦地方裁判所に提起した。2016年12月9日、CENGは案件に介入し、訴訟の棄却を求める申立てを行った。また州も棄却を求める申立てを行った。裁判所は、2017年7月25日に両方の棄却の申立てを認めた。2017年8月24日、原告側は当該判決に対して、第2巡回区連邦控訴裁判所に上訴を行った。2018年9月27日に第2巡回区連邦控訴裁判所は、ZECプログラムに対する訴えを棄却した下級裁判所の判決を支持した。

（b）北米におけるEDF Trading

EDF Tradingは、電力（送電権を含む。）、ガス、石炭および環境商品に関して、北米市場で業務を行っている。EDF Energy Services は、EDF Tradingの商業用リテールおよび産業用リテール部門であり、北米の大規模かつエネルギー消費の多い商業用顧客および企業用顧客に対する管理サービスおよび最適化サービスを提供する（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

（c）北米におけるEDF Renewables

EDF Renewablesは、その子会社であるEDF Renewables North America、EDF Renewables CanadaおよびEDF Renewables Mexicoを通じて、北米における拡大を続け、2018年には風力、太陽光およびバイオガスによる総発電容量272.6MWを稼働した。

EDF Renewables Servicesは、自社および第三者のために、風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトを管理している（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」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、521人の従業員を有している。Dalkiaは、カナダにおけるDalkia Wastenergyならびに米国におけるGroom Energy SolutionsおよびAegis Energy Servicesを通じて業務を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。

（e）研究開発

EDFは、EDFグループの研究開発および革新ならびに米国における発展を支援し、カリフォルニア州ロス・アルトス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 5（3）国際的な事業およびパートナーシップ」を参照。）。これらの目的のために、EDFイノベーション研究所は、地域において、新たな技術および新興企業の分析、商品開発ならびにソリューションの検証を行っている。2016年、かかるチームは、コートジボワールにおいて競争の激しい送電網非接続型太陽光エネルギー供給のEDFのパートナーであるOff Grid Electric (OGE) を特定した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

（f）北米におけるCitelum

また都市部の街路照明の分野におけるEDFの子会社であるCitelumも、米国において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。2018年、Citelumは、アルバカーキ市において20,000個超のLEDの街路照明を設置し、モノのインターネット（IoT）構造を開発し、中央管理システムを展開している。この契約を通じて、Citelum USAは、15年間にわたりエネルギー消費および維持費用を削減するとともに、より良い照明およびサービスを提供することを目指している。Citelumは、ドーバー（デラウェア州）の市議会から、計画されている街路照明プロジェクトの第1段階（在庫分析および光分析）を受注した。

（g）北米におけるFramatome

1950年代以降米国の原子力エネルギーを運営しているFramatomeは大きな市場シェアを有しており、米国の約36百万世帯への電力供給に関与している。同社の任務には、米国において稼働中の原子力発電所の維持および近代化を保証し、これらに必要な燃料を供給し、かつ新たな発電所の建設を支援することが含まれる（「第2 3（2）①（iii）Framatome」も参照。）。

（ホ）南米

南米において、EDFグループはブラジルおよびチリの市場で事業を行っており、開発機会を見込んでいる地域の特定の国々にもその目標を広げている。

（a）ブラジル

2014年4月以降、当グループは、EDF Norte Fluminense (EDF NF) の株式資本において、Petrobrasが保有する10%の持分を買戻したことで、EDF Norte Fluminenseの100%を保有している。同社は、マカエ地域に位置し、826MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、配電会社Lightに対して、20年間の725MWの供給契約を有している。2018年、発電所の発電量は4.9TWhに増加した。ブラジルの市況および電力網によって受け入れられる状況になれば、残高は、電力自由市場で販売される。EDF Norte Fluminenseは、2018年において、自らの発電量（167GWh）およびその他のエネルギー取引を通じて、219GWh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、2018年に370MWhを発電した1,764個の太陽光電池モジュールからなり、約155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、408MWの設備容量を有するシノプの水力発電所の建設に責任を有するCompagnia Energetica de Sinop (CES) の51%の持分を取得した。ダム建設は2014年春に始まり、2018年10月1日以降に給水が予定されている貯水池とともに完成した。2019年1月下旬にEDFは、利害関係者との間の貯水池の給水作業手順に関する契約に従い、貯水池の給水を開始する許可を取得した。数か月間の遅延が生じたことにより、発電所の開始も延期され、それによって電力購入契約（PPA）の条件に基づく費用が増加した。ダムへの給水は2019年1月30日に始まり、2月19日までに292メートルに達した。この水準は、稼働開始前における設備の技術的な観察および技術的な検証が可能となる水準である。最初の分析が行われた後に追加的な作業が行われ、Sinop Energiaは2019年度第2四半期末より前にダムを稼働させることを望んでいる。

2018年度第1四半期において、EDF NFはシノプ発電所の運営および維持管理の実施に関する入札を落札した。EDF NFとCESとの間の契約は、発電所の稼働が開始する前に満たさなければならない予備要件について時間を与えるために、2018年4月に効力が生じた。

EDF Renewablesの子会社は、CAP2030戦略計画に沿って、ラテンアメリカ、とりわけCanadian Solar Inc.からミナスジェライス州北部のピラポラI太陽光発電プロジェクト（399MWp）を2段階で取得したことを機に太陽光エネルギー市場に参入したブラジルにおける発展を加速している。EDF Renewablesは、Ventos da Bahiaのポートフォリオの過半数を取得した後、2015年2月からこの国において事業を行っている。「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。

またEDFは、以下の会社を通じて、ブラジルにおいて事業を行っている。

・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。

- ・1999年に設立され、街路照明に特化したCitelumの子会社。ブラジルにおけるEDFの主要な競合他社は、ENGIE、Neoenergia、CPFL、ENELおよびEDPである。2018年にCitelumは、北部のアマパー州の州都マカパにおける街路照明に関する契約を獲得し、セアラ州のソブラル、サンパウロ州のポアーおよびマラニャン州のサン・ルイスにおける契約を更新した。

(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) 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が支配株主であるBiobioGenera (50%)の他に、(ベンコ・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50%の株式を保有している。

この「ガス発電」プロジェクトは、ガス、水力および再生可能エネルギー発電のバランスのとれた組合せを目指しているチリのエネルギー政策の一環である。それにもかかわらず、チリの最高裁判所が2017年1月30日の判決において、ベンコ・リルケンの再ガス化ターミナルに関する許可を取り消したことにより、プロジェクトは後退した。現段階では、チリの発電分野における当グループの拡大をさらに促進するための様々な対策(許可を取得するための手続のやり直しを含む。)が講じられている。2019年度上半期には許可を取得できるはずである。さらに2017年12月にEl Campesino発電所は、750MWの発電資産の所有者であるESSAを買収するために契約を締結した。同取引は2018年5月に完了された。

またEDF Renewablesは、アタカマ砂漠に位置するボレロ太陽光発電所(146MWp)、AMEと共同保有し、2018年1月に稼働開始したサンティアゴ太陽光発電プロジェクト(115MWp)および2018年6月に稼働開始したカボ・レオネス1風力発電所(115MW)を通じて、チリにおいて事業を行っている。「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Renewables」を参照。

最後に、EDFグループの完全子会社であるCitelumもまた、街路照明市場においてチリで事業を行っている(「第2 3 (2) ⑥ (i) (ロ) Citelum」を参照。)。2018年にCitelumは、インデペンデンシア(サンティアゴ県)の街路照明の95%を交換し、町の電力消費量を50%削減する手助けを行い、町の最も象徴的な遺跡および記念碑を照らす様々な芸術的照明を設計した。Citelumは、ロ・パルネチェアにおいて、複数の契約を更新および獲得し、現在23,315の街路照明を運営している。

(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

EDFグループは、原子力、火力および水力の発電技術に関する助言業務を通して、中国において30年超にわたり事業を行っている。今日EDFグループは、発電に関して中国における最も重要な外国投資家の1つであり、2,000MW(EDFの持分に対応する容量の持分)の合計設備容量を有する石炭火力発電所に投資している。台山プロジェクトのフェーズI(1,750MWの原子炉2基)においてもEDFは、EPR原子力発電所が関連している発電プロジェクトの30%持分を保有する投資家となった。最後に、EDFグループは、2016年以降中国における再生可能エネルギー発電に関与しており、原子力産業、再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよびエンジニアリングへの投資に新たな可能性を広げるパートナーシップを構築している。

原子力発電事業

大亜湾一嶺澳発電所および台山フェーズI発電所

EDFは、1994年に大亜湾におけるそれぞれ1,000MWの原子炉2基の設計、建設および試運転を率いた後、中国グループのChina General Nuclear Power Co. (CGN) による嶺澳発電所のフェーズI(2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、1,000MWの原子炉2基)およびそれに続くフェーズII(2010年および2011年にそれぞれ稼働を開始した、追加の1,000MWの原子炉2基)の建設を支援し、現在ではCGNグループに、発電所全体の操業に関して支援を提供している。稼働後にこれらの発電所が達成した業績は、中国における当グループの主要なベンチマークの1つである。またEDFは、広東省台山における2基のEPR原子力発電所に出資し、その建設および運営を行うために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.における30%の持分を保有している。かかるプロジェクトを通じて、当グループは、中国の原子力発電における初の外国投資家となった。プロジェクトの成功は、EDFおよびCGNグループの補完的な専門技術に依拠する。プロジェクトは、2018年において、6月6日に原子炉が最初の臨界に達し、6月29日に稼働したことによって、2つの節目を迎えた。ユニット1は2018年12月13日に

商業運転を開始し、2019年にはユニット2についても商業運転が予定されている（「第2 3（2）④（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）。

パートナーシップ契約

EDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約は2007年に締結され、エンジニアリング、研究開発および発電所の運営に関する取決めの実行により、2014年に補完された。EDFグループは、フランスの主力産業として活動し、当グループのプロジェクトを支援するために中国の原子力分野と協力して自身の地位を確立させながら、建設アセンブラの総合事業者としてのEDFのモデルを宣伝するために、北京および深圳（中国の原子力産業における当グループの本部）を拠点にした施設を設置した。この施設における専門家は、とりわけフランスにおける指針および基準ならびに当グループの原子力安全指針をさらに推進するよう取り組んでいる。かかる施設はまた、EDFが会長を務め、中国における開発を試みるEDFの適格な供給業者によって構成される仏中電力協会（*Partenariat France Chine Électricité*またはPFCE）の代表でもある。

2010年、当グループは、より深い、グローバルな事業ラインでの協力関係を築くために、China National Nuclear Corporation (CNNC) とパートナーシップ枠組み契約を締結し、かかる契約は2014年3月に延長された。また、2013年に当グループは、CGNおよびAREVA—Framatomeとの間で、将来における原子炉建設の条件ならびにCGNが運営する発電所およびその開発に対するEDFの貢献を定めた契約を締結した。

CGNとの間のパートナーシップにより、英国における共同の原子力プロジェクトへの参加に関する協議の開始が実現し、その結果として、2016年9月29日、ヒンクリー・ポイントC発電所の最終契約が、EDFおよびCGNによって締結された。同時期に、英国の華龍技術の開発を対象とした契約も締結された。

最後に、2015年6月の仏中間の政府宣言を背景として、台山におけるEPR建設の継続、中国の企業用顧客の英国への参入ならびに中規模および大規模の原子炉の開発に係るパートナーシップを定めた三者協定（EDF、AREVA—FramatomeならびにCGNおよびCNNC）が2015年に調印された。さらに、AFCENとNEA（国家エネルギー局長）との間の規約および基準に関する協力体制を網羅した契約が2017年11月に締結された。かかる契約の目的は、フランスと中国の双方が国際的な原子力市場で活動できるように、原子力に関する規約および基準の相互認識を促し、両国間の協力体制の基盤を確立させることである。

2018年1月にフランスの大統領および中国の主席によって出された共同声明は、フランスと中国の事業者間のEPR、とりわけ台山のEPRに関する協力関係を歓迎し、英国のプロジェクト（ヒンクリー・ポイントC、サイズウェルおよびブラッドウェル）に関するさらなる行動努力を呼びかけた。

Framatome

中国において35年間の経験を有するFramatomeは、顧客向けにボイラーの安全性に関する計装制御システム、設備、サービスおよび燃料を提供する。Framatomeは、EPRの設計者として台山2原子炉を建設しており、中国人が設計した華龍原子炉に対して、いくつかの設備および燃料を提供している。Framatomeは、Dongfang Electric Corporation (FDJV) およびChina National Nuclear Corporation (CAST) とのジョイント・ベンチャーを通じて、また完全子会社であるFramatome Nuclear Services (FNS) を通じて、中国において事業を行っている。Framatomeは、北京において事業活動を行い、連雲港市、上海、秦山、福清、大亜湾および台山においても事務所を有している。

石炭火力発電事業

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

EDFグループは、山東省に3,060MWの合計発電容量を有し、1987年から2004年まで稼働していた3つの石炭火力発電所を所有する会社であるSZPCの19.6%を保有している。その他の株主は、Guodianグループ（2017年にShenhuaと合併し、State Energy Investment Groupを設立した。）および香港の電力事業会社のCLPである。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、2007年に稼働を開始し、「超臨界圧石炭」として知られる技術を使用する2×600MWの設備容量を有する河南省の三門峡2発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。この投資は、中国当局が存続期間を2039年まで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グループを含む中国企業2社である。

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

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グループが持分を有する初の「超々臨界

圧」タイプ（すなわち、発電量が増加し、環境に与える影響が抑えられている）の発電所である。かかる技術によって、石炭消費量および発電量1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量を削減しつつ、ボイラー内の温度および圧力は高水準に達するため、従来の発電所に比してより高い発電量（Fuzhouの場合、44%近く）を確保することが可能となる。

再生可能エネルギー

EDF Renewablesは、中国において風力発電プロジェクトの開発および建設を行い、100人の従業員を有する会社のUPC Asia Wind Management (AWM) における80%の持分を有している。EDFグループは、AWMを通じて、315.3MWの合計設備容量（EDFの持分割合は140.2MW）を有する6つの風力発電所（建設中の2つを含む。）における持分ならびに開発中の数百MWに相当するプロジェクトを有している。2018年にEDF Renewablesは、企業用顧客向けの屋上ソーラーパネルの開発を目的とするACCとのジョイント・ベンチャーを設立することによって、配電向け太陽光発電事業の多角化を行った（EDFは、持分の保有割合に応じて、予定されている20.9MWの容量のうち、15.7MWを保有する。）。またEDF Renewablesは、山東省においてOiluが運営する高速道路沿いの地上設置型ソーラーパネルを設置するために、Oilu Transportationとともにジョイント・ベンチャーを設立した（「第23（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）。

研究開発活動

設立から7年が経過したEDFの中国における研究開発センターは、EDF中国の部門へのサポートを強化しており、中国におけるEDFの発展に際しての優先的な分野において専門性を発揮している。かかる研究開発センターの業務は、低炭素発電・貯蔵、革新的な電力網、地域における複数のエネルギー・システム、エネルギー・エンジニアリング、電気モビリティおよびオープンな技術革新に携わっている。これらの各分野における主要な要素として、モデリングおよびデジタル・シミュレーションの能力が挙げられる。

エネルギー・サービス

EDFは、三門峡市（河南省）において、パートナーであるDatangの火力発電所からの排出が不可避の廃熱の回収を使用した都市部の暖房ネットワークの建設および運営を担う（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを設立した。2016年8月9日に30年間の委託契約が締結され、かかるネットワークは、2016年11月15日に商業的な稼働を開始した。最初の暖房期間で成果を上げた後、2017年8月29日に三門峡市の地方自治体は、ジョイント・ベンチャーに委託されている地域を拡張することおよび2021年から二酸化炭素排出量を年間200,000トンから240,000トン削減することを決定した。

EDFは2017年11月13日、靈宝市（河南省）において、35MWのバイオマスのコジェネレーション発電所を原動力とする暖房ネットワークを構築し運営していくために、（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを地方投資会社とともに設立した。フランス大統領の中国への公式訪問の一環として、2018年1月9日に30年間の委託契約が締結された。発電所の建設は、2018年度第1四半期に開始される予定である。かかるプロジェクトは、地域の農家に対して追加的な所得を提供し、農業廃棄物の管理された排出および年間150,000トンの二酸化炭素排出量の削減を可能にする。

2017年8月8日、EDFおよびそのパートナーであるChangfeng Energyは、三亜市（海南省）の地方自治体によって、30年間の委託契約に従い、市の観光エリアにおける複数のエネルギー施設のネットワークを完成させる任務に選出された。かかるイニシアチブによって、冷房（空調）および清浄温水をホテル、ショッピング・センターおよび病院に提供することが可能になる。2017年11月6日に（EDFが50%を保有する）ジョイント・ベンチャーが設立され、2018年1月9日にフランスの大統領および中国の主席の面前で委託契約が締結された。かかるプロジェクトは、年間20,000トンから70,000トンの二酸化炭素排出量の削減を可能にする。

エネルギー・サービスに関しては、2013年に武漢市のDongfeng Peugeot Citroën Automobileとの間で締結された、街路照明に関する契約が2014年および2015年に延長された。EDFはまた、蔡甸区の仏中共同エコ地域におけるエネルギー・サービスの計画、開発および運営について、武漢市と連携している。街路照明および試験用建物のエネルギー効率化を対象とした2つの試験的なプロジェクトの完了に関する当初の契約が、2016年に締結された。

また当グループは、とりわけスマート・グリッド、コジェネレーション、廃熱利用および分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、都市部の太陽光エネルギー、バイオマス・エネルギーおよび地熱エネルギー）の分野に関するEDFの欧州における専門知識を活用することにより、企業用顧客およびエコ地域に対して革新的なソリューションを提供することを提案している。

エンジニアリング・サービス

EDFは、例えば「漸進的な」配電網および電力の販売などの新たなエンジニアリング・ベースのビジネスモデルへの投資を支援する方法を模索している。またEDFは、長期的なパートナーシップを育成し、超臨界二酸化炭素および集光型太陽熱発電（CSP）等の中国の技術にアクセスするために、中国におけるパートナーに対してオンデマンドのエンジニアリング・サービスを提供している。

中国におけるEDFグループのその他の活動

Citelumの子会社もまた、昆明市と締結した契約を通じて、この国において公共照明の事業を行っている。

(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、原子力、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

2018年12月31日現在、EDFは、715MWの発電容量を有するコンバインド・サイクル・ガス発電所のフー・ミー2.2を所有する会社であるMekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.25%の持分を保有している。その他の株主は、TEPCO (JERA) およびSGM2 (Sumitomo) である。当該発電所は、ベトナムにおける外国投資家のみが資金調達した初のIPPプロジェクトである。BOT（建設、運営および譲渡）契約の期間は20年間である。2005年、EDFは、発電所の「ターンキー」配電を提供し、現在はMECOが運営を管理している。

2018年において、ベトナムのソンミ1火力発電所の建設が新たな節目を迎えた。建設が完了すると、ホーチミン市の北東部に位置するビントゥアン省における2,250MWの容量を有し、高効率かつ環境面で最適化されているCCGT発電所は、EDFにより20年間運営される。かかる発電所はエネルギー源を多様化するベトナムの取組みの一部を形成しており、エネルギー構成における石炭の割合（現在は34%）を削減してガスおよび再生可能エネルギーを支持する一方で、国の電力への需要の高まりを満たす手助けをする。2018年3月、EDFグループは、現地のパートナーであるPacific Corporationならびに日本のパートナーである双日株式会社および九州電力株式会社（それぞれの持分は37.5%、25%、18.75%および18.75%）と協力して、プロジェクトを研究する任務を負うコンソーシアムを率いる役目に選ばれた。2018年11月2日、ベトナムの商工省との間でプロジェクトの一般条件を規定する覚書が締結された。

ラオス

2018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17%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。

ナム・テウン2水力発電プロジェクトを監督する世界銀行の専門家委員会（POE）は、2018年9月に発行された直近の報告書において、委託契約に基づく難民支援の目標が成功裏に達成されたことを記述している。その結果として、POEは、再定住化実施期間の終了を提案した。環境目標および社会目標を達成するにあたって、ナム・テウン2プロジェクトは、責任ある水力発電開発の具体例である。

2018年12月にEDFは、EDF InternationalのNam Theun Power Company (NTPC) における少数株主持分を取得し、その一部は当時、EDF Investから専用資産に割り当てられ、残りは2019年に割り当てられる。

インド

原子力エネルギーでは、EDFおよびインドの国営電力会社であるNuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) は、2016年1月、ジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の建設計画に関して、協力の覚書を締結した後、協力の枠組みをさらに定義するための協議を2017年に前進させ、その結果として2018年3月10日、EDFがEPR技術の提供者として行為し、プロジェクトにおける産業上の子会社を編成することを約束する産業的前進に関する契約の締結に至った。「第2 3 (2) ① (ii) (ロ) 「新たな原子力」のその他のプロジェクト」も参照。

EDFは、スマート・メーターおよびスマート・グリッドの事業を展開し続けている。2016年にニューデリー市議会に75,000のスマート・メーターを供給する契約を獲得した後、2018年9月から11月に当グループは、インドのエネルギー・サービス会社 (ESCO) であるEnergy Efficient Services Limited (EESL) により実施された、インドの5つの州における約5百万のスマート・メーターの設置に関する入札を落札した。

EDF Renewablesは、インドにおいて太陽光発電事業および風力発電事業を拡大し続けており、後者は2016年に確立した（「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Renewables」を参照。）。

一方でCitelumはアフマダーバードにおける178,000の街路照明を運営しており、Tata Projects Ltd.とのパートナーシップとともにノイダの照明インフラの改修を行う予定である。

ミャンマー

2018年9月5日にミャンマー政府は、EDF率いるコンソーシアムに対して、同国の北東部に位置するシュウェリ川の水力発電ダムを建設する独占権を付与した。2018年に始まり、2019年に続く交渉は、遅くとも2025年までに発電所が稼働することを定める委託契約へと繋がることが期待されている。このダムに適用される企業責任および社会的責任に関する基準は、当グループのすべてのプロジェクトに適用されている厳しい基準と同等のものとなる。同ダムは、現在人口の60%が電力へのアクセスを持たない、経済発展のために電力を緊急に必要としている同国に対して、責任ある供給源から低炭素電力を供給することとなる。

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。

2018年10月、南洋理工大学、EDF、Enedisおよびシンガポール南洋理工大学は、シンガポール国際エネルギー週間（SIEW）および2018年フランス・シンガポール・イヤー・オブ・イノベーションの一環として、遠隔地域のための手頃な価格で持続可能な電力のマイクロ送電網（MASERA）のデモンストレーターを始動させた。かかるデモンストレーターにより、EDFグループは、東南アジアの遠隔地域向けに、手頃な価格の効率的なマイクロ送電網を提供することが可能となる。

また2018年6月から8月にかけて、当グループは、東南アジアにおける利益を良く管理し、研究開発所との相乗効果を強化し、またシンガポールにおいて特に活気のあるスマート・シティのエコシステムの開発および革新に自ら取り組むために、アジア本店をバンコクからシンガポールに移転した。

（ト） アフリカ

当グループは、それぞれの地理的地域に応じた適切な選択に基づき、高エネルギーの需要がある国を支援することおよび持続可能な多産業間のパートナーシップを構築することによって、アフリカ大陸における発展を望んでいる。またEDFは、競争の激しい送電網非接続型エネルギーの供給における活動を強化している。

南アフリカ

EDFグループは、2007年に南アフリカの原子力プログラムの再開を当初の目的として、ヨハネスブルグに子会社を設立した。2011年5月に公布された国のエネルギー指針は、2030年までの間に9.6GWの原子力発電量を稼働する予定であることを規定している。かかるプログラムは検討中の段階にある。2019年に実施することを視野に、原子力、再生可能エネルギーおよび液化天然ガスを統合するいくつかのシナリオに関する協議が行われている。また南アフリカの子会社は、とりわけ発電プロジェクトならびに熱工学、水力および送配電に関するサービスの販売に関して、EDFの事業活動を南アフリカにおいて展開していく責任を有する。

2018年10月、EDFグループは、南アフリカの会社であるGIBB Engineering and Architectureのエネルギー関連子会社であるGIBB Powerにおける30%の持分を取得したことを発表した。この取得により、EDFグループは、今後3年間にわたり、この地域における火力発電、水力発電、輸送および配電エンジニアリング・サービスの業務を急激に増やすことが可能となる。またGIBB Powerは、EDFグループがアフリカ南部において的を絞った投資を特定し、実行することを可能にする。

さらにEDF Renewables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、2018年にEDF Renewables South Africaに改称した子会社のInnoWind（EDF Renewablesが94%の持分を保有）を介して選ばれ、110.6MWの総容量を操業している。「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」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）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

モザンビーク

当グループは、1980年代終盤以降、エンジニアリング・サービスを提供することでモザンビークにおいて活動しており、EDM（*Electricidade de Moçambique*）との優先的なパートナーシップを結んでいる。

EDFグループおよびEDMは、水力、火力および再生可能エネルギーによるすべての接続型および非接続型の電力システムのほか、ネットワークおよび訓練における交流を促す目的で、2017年6月に協働契約を締結した。

EDFグループは、World Leading Education (WLE) とともに、職業訓練およびEDMの訓練センターの刷新に関する入札の枠組み内において選出された。

モロッコ

EDFグループは1970年代以降、モロッコにおいて活発に事業を行っており、モロッコ国営電力水道公社（ONEE）、配電機関および事業者と優先的なパートナーシップを構築している。当グループは、その開発を支援するため、1997年にEDF Marocを設立し、2012年にEDF EN Marocを設立し、また2016年10月にEDF Fenice Marocを設立した。

当グループおよびONEEは、2012年1月に締結された契約に従い、再生可能エネルギー発電、火力発電および水力発電ならびに電力網および研修の分野において協力を継続した。

日本のグループである三井物産株式会社とのパートナーシップとともにEDF Renewables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。2017年にFuturenを取得したことに伴い、当グループのモロッコにおける総設備容量は、50.4MWに達した。「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Renewables」を参照。

さらに当グループは、モロッコにおいて子会社のFeniceとともにエネルギー効率化業務（EDF Fenice Marocについては、「第2 3 (2) ⑤ (i) (ロ) EDF Energyの事業」を参照。）に従事しており、また子会社のCitelumとともに公共照明に従事している。Citelumは、現地企業であるNABILUMとともに、フェズ市により実施された入札を落札した。フェズ市（51%）およびCitelum／NABILUM（49%）によって支配される第三セクター（モロッコではSDLと呼ばれている。）により実施される15年契約には、市の約68,000の街路照明の改修、拡張および維持管理が含まれる。

セネガル

また当グループは、カフリンータンバクンダーケドゥグの地方電化委託事業の事業者であるERA社を通じて、セネガルにおいても事業を行っている（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (リ) 送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。さらに当グループは、独立系発電事業者との発電に関するサービス契約および子会社であるEDF International Networksによる複数のサービス契約を通じて事業を行っており、現地の事業者であるSenelecの配電網のパフォーマンスを改善し、信頼性を確保するために、契約を履行する責務を負う。

カメルーン

EDF（40%）、IFC（20%）、カメルーン共和国（15%）、Africa50（15%）およびSTOA（10%）によって構成されるコンソーシアムは、ヤウンデ近郊のサナガ川沿岸に位置する420MWのナハティガル水力発電ダム建設を開始した。2016年7月、Nachtigal Hydro Power Companyがプロジェクトの支援のために設立され、2017年4月に発電に関する委託契約が締結された。2018年7月下旬に最終投資決定がなされ、2018年11月8日に資金調達について合意がなされた。2018年12月24日にナハティガル・プロジェクトのゴーサインが出た。

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、カメルーンにおいて最も重要な発電資源となる。当該発電所は電力需要の約3分の1を提供し、現地の経済に多くの経済的利益を与えることとなる。

コンゴ共和国

EDFグループの完全子会社であるEDF International Networksは、2017年9月、SNEの支援とともに同国における事業をさらに発展させるために、支店を開設した。

エジプト

EDFグループは、エジプトの再生可能エネルギー発電市場に参入した。EDF Renewablesは、エジプトの会社であるElsewedyとの50/50の割合のパートナーシップにより、アスワン近くのベンバンにおける2つの50MWpの太陽光発電所の出資、建設および運営を行う。これらのプロジェクトは、25年間の電力購入契約（PPA）の恩恵を受ける予定である（「第2 3 (2) ① (v) (ハ) EDF Renewables」を参照。）。

2017年にEDFは、コンサルティング・サービスに関する契約を2件獲得した。1つは、デルタの給電所のエンジニアリングおよび建設の監督に関してEETCとの間で締結されたものであり、もう1つは、子会社であるEDF International Networksがフランスの事業会社であるSagemcom率いるコンソーシアム（エジプトの会社であるGlobaltronicsを含む。）によって完了する53,000個のスマート・メーターの配備を管理するために、EEHCとの間で締結されたものである。

1990年代半ば以降、EDFグループは、その子会社であるEdisonを通じて、エジプトにおいて炭化水素の探鉱および生産（E&P）の事業を行っている（「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ハ) (b) 炭化水素分野」を参照。）。

また2016年以降、当グループは、エジプトにおけるエネルギー・サービスの先駆者であり、Edisonの完全子会社のEEESを通じて、エジプトにおいて活動している。

コートジボワール

EDFグループは、アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCAおよび2018年1月にプロジェクトに加わった投資会社であるMeridiamと共同で、23MWのユニット2基のバイオマス発電所の「Biovéa」プロジェクトを開発している。このプロジェクトは、既にコートジボワールの国家開発基本計画に含まれており、2017年11月30日に発電エネルギーの譲渡価格に関する契約が締結された。最終投資決定は2019年半ばに行われる。

2016年8月に当グループは、コートジボワールにおける開発戦略を支援する現地子会社を設立した。

2016年10月、EDFは、地方および郊外の住民向けの送電網非接続型のエネルギー・プロジェクトを展開するために、米国の会社であるOff Grid Electric (OGE) と共同で、ジョイント・ベンチャーのZECI社を設立した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

ガーナ

2017年10月、EDFグループは、この国における開発戦略を支援するための現地子会社を開設した。同グループはまた、ZEGHA社を通じて、ガーナにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

（チ） 中東

EDFグループは、アラブ首長国連邦（UAE）に所在し、同地域の開発およびプロジェクトの監視業務を担当する営業所を通じて、中東地域において事業を行っている。

さらに、当グループは、カタール、ドーハ、サウジアラビア（リヤド）、レバノン（ベイルート）、バーレーンならびにアラブ首長国連邦（アブダビおよびドバイ）に事務所を有している。

これらの事務所は、様々な国において商業活動およびプロジェクトを運営している。

この地域における以下の主要なプロジェクトは、（ドバイの水および電気を担当している）顧客のDEWAが所在するUAEにおいて行われている。

- ・800MWの太陽光発電所の開発プロジェクト。EDFは、子会社のEDF Renewablesを通じて、Mubadalaグループに属するアブダビを拠点とする会社であるMasdarおよび顧客のDEWAとともに、プロジェクト開発を行っている。同発電所の200MWは既に稼働しており、300MWは2018年に建設中であるが、完成すれば、世界最大の太陽光発電所となる予定である（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）。

- ・顧客のDEWAのための、ドバイ首長国のハッタ山で計画されている250MWのダム揚水発電所の管理支援プロジェクト。

EDFグループは、UAEのバラカ原子力発電所の事業者であるNawahとの長期的な関係の構築に努めている。2018年11月21日にEDFおよびNawahは、EDFが安全性、放射線防護、燃料サイクル管理および環境モニタリング等の様々なサービスを通じて、バラカ原子力発電所の運営および維持管理について子会社のEmirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) を支援することを規定する、長期的な基本契約書を締結した。

ドーハにおいて、（「フェーズ13」に該当する）もう1つの主要なプロジェクト、すなわち、変電所および高電圧ケーブル・ネットワークの完成に関連した、顧客のKahramaa（カタールにおける水および電力を担当）へのエンジニアリングのコンサルティング業務が完了に向かっている。

2014年にEDFグループは、サウジアラビアにおいて、国のベンチマークの電力事業者であるSaudi Electricity Company (SEC) とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約によって、2つのグループの研修イニシアチブを含む幅広い協力関係を実現することが可能となる。かかる契約の延長上、2016年2月に締結された「発電・最適化センター（GOC）」契約は、地域の発電・最適化センターの導入へのEDFの支援を規定している。

イスラエル

EDFグループは2010年以降、送電網に接続されている総設備容量295.1MWの太陽光発電プロジェクトを運営し、2018年に追加で87MWの容量の建設を開始した子会社のEDF Renewables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）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）。

また当グループは、イタリアの子会社であるEdisonがガス探査に進出し、イスラエルとイタリア間を接続するEastMedのガス・パイプラインを開発するための取組みを支援している。

さらにEDF Hydroの水力エンジニアリング・センターは、ギルボア山における揚水を通じた電力貯蔵のためのイスラエル初のプロジェクトにおいて、サービスを提供している。

(リ) 送電網非接続型のエネルギー

EDFグループは、アフリカの送電網非接続型の電力供給において、地域別の委託に基づ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。2017年以降、EDFグループは農村地域および郊外地域の顧客に対し、それぞれの所得や需要に応じて電力およびサービスを供給する革新的な新興企業と手を組んでいる。ソリューションには、中央電力網への電力の供給、小規模電力網の設置および太陽光発電キットの提供が含まれる。

かかるサービスにより、南アフリカ、コートジボワール、ガーナ、セネガルおよびトーゴにおける何千もの人々が、照明を付け、その提供の範囲内でテレビもしくはラジオ等の低消費の家庭用電化製品に電源を入れ、または携帯電話を充電することが可能になる。ケニアにおける当グループの顧客は、太陽光発電による給水ポンプを購入し、それによって穀物生産高を飛躍的に改善することができる。

EDFグループは、17%の持分を有するEDF Pulse Croissance Holdingを通じて、当グループのエネルギー供給およびエネルギー・サービスのソリューションの資金調達目的でNEoT Offgrid Africaを設立するために、投資会社のMeridiamと協力した。

BBOXX

2018年11月にEDFは、トーゴの農村家庭における太陽光発電キットの販売、設置および維持管理を請け負うために、BBOXX UKからBBOXX Togoの50%の持分を取得した。

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。

ERA

セネガルにおいて、EDFグループは、その現地のパートナーであるMatforceとともに、ERA社の株式の70%を保有している。2014年以降、ERAは、(セネガルの面積の25%を占める) カフリン、タンバクンダおよびケドゥグの地方電化委託事業の運営を行っている。フランス開発庁の助成金を受領し、第3ユニットおよび最後のユニットがリリース予定である状況下で、ERAは、電力網を展開し、地方において太陽光発電パネルの取付けを行い、現在では約6,000の顧客に対して電力を供給している。受託事業者の要請を受けて2017年6月に規制当局により開始された料金の見直しプロセスは、委託の財政的な均衡を保証し、長期的な発展を可能にする新料金の公表をもって、2019年初めに完了することが見込まれている。

SunCulture

2018年7月18日にEDFグループは、ケニアの農村家庭における太陽光発電式給水ポンプの販売、設置および維持管理を請け負い、その他のアフリカ諸国にも急速に拡大することを目的として、ケニアの会社であるSunCultureにおける持分を取得した。

ZECI

EDFグループおよび、EDFのクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルの投資ファンドであるElectranova Capitalが株式持分を保有し、アフリカにおいて太陽光エネルギーの配電を行う米国会社のOff Grid Electric (OGE) は、2016年10月、アフリカにおいて競争力のある送電網非接続型の太陽光エネルギーを供給するために、コートジボワールにおいてジョイント・ベンチャーのZECIを設立した。

かかるジョイント・ベンチャーの枠組みにおいて、EDFグループおよびZolaElectricは、農村地域および郊外の家庭向け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。

ZEGHA

Off Grid Electric、ガーナの会社であるCHグループおよびEDFは、ZEGHAの設立を決定し、2019年に現在の開発段階に突入する前に、コートジボワールをモデルとして、2017年12月にパイロット・フェーズに着手した。

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

(i) エネルギー・サービス

地球温暖化への闘いおよびエネルギー効率性の高まりに向けてますます変化していく法的、技術的および社会的な状況の中で、EDFグループは、顧客に対して効果的なソリューションを提供するために、エネルギー・サービスを適応していかなければならない。

これらのソリューションは、様々な子会社を通じて採用されている当グループの専門技術を活用している。2017年6月、これらのソリューションは、EDFブランドに基づく業務の最適化を目的として、「EDFエネルギー・ソリューション (EDF Solutions énergétiques)」の傘下に分類された。

当グループのエネルギー・サービスは、都市サービス（例えば、電気モビリティおよびスマート・ライティング）、配電および冷暖房ネットワークの管理、新たなエネルギー機器（例えば、ボイラーおよび室内照明）に対する手頃な価格での民間投資ならびにスマート・ビルディング管理等の幅広い適用により、地方自治体、企業および個人が表明するニーズを満たすよう設計されている。これらのすべてのソリューションは、炭素排出削減およびエネルギー効率性の向上の必要性を共有している。

2018年にEDFは、欧州の温室効果ガス排出量の20%を占める運送業における低炭素排出を支持するために電気モビリティに焦点を当てている。この目的において、2018年10月10日にEDFにより発表された電気モビリティ計画は、2022年までに当グループがエネルギー業界における電気モビリティの主導的なサービス提供者となる目標の概要をまとめたものである。当該計画には、以下の3つの目標がある。

- ・2022年までに電気自動車の主導的な電力供給業者になること
- ・充電スタンドの主導的な事業者になること
- ・2020年までに欧州におけるスマート充電サービスの主導的な提供者になること

EDFは、自動車メーカー、機器製造業者およびレンタカー会社等の信頼性の高い自動車関連の利害関係者とのパートナーシップが、電気モビリティにおける急速な拡大に極めて重要であると確信している。このため、RenaultおよびValeo等の企業との間でパートナーシップが既に形成されている。

EDFグループの完全子会社であるIZIVIA (旧Sodetrel) は、これらの目標の達成に向けて、既に取組みを行っている。

(イ) Dalkia

EDFグループは、再生可能エネルギーおよびエネルギー回収の開発、エネルギー消費の削減ならびに施設のパフォーマンスの改善に貢献する、フランスにおける広範なサービスおよび卓越した販売網を提供する、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の株式持分を2014年7月以降99.94%保有している。

Dalkiaの運営

Dalkiaは現在、地球温暖化との闘いおよび温室効果ガス排出量を削減する必要性、貯蓄源としてのエネルギー効率ならびに都市化現象の進行による地域変化の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発展を目指した、より環境に配慮し、より経済的で革新的なエネルギー・ソリューションを設計、実現および管理するため、顧客に専門性を提供する。

Dalkiaは、システム・パフォーマンスを改善するため、分散型発電から需要重視の管理まで、供給を最適化している中、エネルギーチェーンの各段階において事業を行っている。Dalkiaは、80年にも及ぶ冷暖房ネットワークの管理、産業向け公益事業の最適化、建物のエネルギー・パフォーマンスの改善または代替および再生可能エネルギーの使用における実績により、エネルギー消費の軽減ならびにその施設の環境面および経済面のパフォーマンス改善のため、顧客に対し、オーダーメイドのソリューションを提供する。

このようにして、2018年、Dalkia（その子会社を含む。）により、その顧客は4.2百万トンの二酸化炭素排出量を削減し、6.3TWhのエネルギーの節約を実現することに成功した。

Dalkiaは、以下の3つの顧客部門において、80,000を超えるエネルギー施設を運営している。

冷暖房ネットワーク

冷暖房ネットワークの開発は、最適化を目的とした以下の様々な方策に依拠した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
- ・コジェネレーションの最適化ならびに再生可能エネルギーおよびエネルギー回収（バイオマス、地熱エネルギー、廃棄物発電、バイオガス、不可避エネルギーの回収等）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、デジタル化）

このように、Dalkiaは、地域の冷暖房ネットワークの管理におけるフランスの主導的な会社の1つであり、300を超える地域および地方における設備を運営し、2百万を超える世帯に暖房を提供している。かかるモデルを対象地域に展開することは、将来的な成長の大きな要素となる。

産業向け公益事業

Dalkiaは、2,300を超える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、競争力および供給保証の向上である。

Dalkiaの戦略は、その企業用顧客のエネルギー使用および温室効果ガス排出量を最適化しながらも、それらの発電量および施設の技術的管理に責任を持つことで、当該顧客がそのコア・プロセスに集中することを可能とすることである。Dalkiaは、以下を含む幅広い一貫した一連のサービスにより、他社と差別化を図っている。

- ・産業向け公益事業（蒸気、電気、冷氣および圧縮空気）の最適化
- ・必要に応じた使用の調整
- ・不可避のエネルギーおよび回収可能な副産物の供給源の特定
- ・産業用建物の利用の最適化
- ・温室効果ガス排出量の削減

建物向けエネルギー・サービス

建物向けエネルギー・サービスは、建物のエネルギー施設の管理（地方の火力エネルギー発電の最適化、変換されたエネルギーの供給、技術的施設の運営および維持管理）から構成される。また同サービスは、既存システムの効果を最大限にし、二酸化炭素排出量を削減するために、その運営の向上を目指す。Dalkiaは、第三次産業、公共部門、民間部門および民間部門の顧客のために、施設の設計、建設および更新から、変換されたエネルギーの供給および管理ならびに施設の維持に至るまでの統合されたエネルギー・サービスを提供する。

フランスにおけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Smart Building (旧Optimal Solutions)

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Smart Buildingは、顧客がフランスにおけるエネルギー移行およびデジタル移行に適應できるようにするためのソリューションの設計および実施を専門に扱う会社である。Dalkiaの地域範囲を補完するDalkia Smart Buildingは、既存の学校、政府、屋内プールおよび事務所施設の改修を行うためのソリューションを設計および実施し、新たな建物および地域（スマート・ビルディング、スマート暖房・電力網、グリーン・データ・センターおよびスマート・プール）を建設し、築き上げる。

Dalkia Wastenergy (旧Tiru)

2018年3月29日以降Dalkiaの完全子会社であるDalkia Wastenergyは、地方自治体および企業用顧客を対象とした廃棄物の回収を専門に扱う会社である。

- ・燃焼、嫌気性消化および廃棄物固形燃料（SRF）を燃料として運転するボイラーを通じて行われるエネルギー回収によって可能となる蒸気、電気またはバイオガスの生成
- ・堆肥、リサイクル可能な物質の分別およびパッケージングならびに廃棄物固形燃料の生成を通じて行われる物質回収

Dalkia Wastenergyは、フランス、英国およびカナダに所在する施設の設計、建設および現在では運営を行っている。

Dalkia Froid Solutions (旧Cesbron)

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Froid Solutionsは、企業用顧客および第三次産業用顧客向けに冷房に関するソリューションの設計、導入および維持管理を専門に扱う。同社はまた、パン屋および産業用キッチン向けに冷房に関するソリューション、空気処理ならびに可逆性のある熱処理を提供している。

Dalkia Biogaz

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Biogazは、バイオガスの生成および回収を専門に扱う。同社は、フランスおよびベルギーにおいて事業を行っており、農業向け、地域向けまたは産業向けに、嫌気性消化、バイオガス処理（乾燥およびろ過）、コジェネレーションまたは処理によるバイオガスの回収ならびにバイオメタン注入のサービスを提供している。

CRAM

CRAMグループは、主として、建物エネルギー・サービスを専門に扱う地域企業である。

Techsim

Dalkiaの完全子会社であるTechsimは、産業分野および原子力分野における圧縮空気、窒素および呼吸可能な空気の生成に関するエネルギー・ソリューションを専門に扱っている。

Asteriot

Asteriotは、接続対象物から収集した情報を利用して、集団で利用される建物（住戸、第三次産業用および行政用の建物）における流体管理およびエネルギー最適化のソリューションを提供している。

フランス国外におけるDalkiaの主要子会社

現在Dalkiaの名称およびブランドの下で営業を行っているMatex Controls

ポーランドに拠点を置くMatex Controlsは、商業用建物および企業用顧客の技術設備（換気、暖房、空調、防火等）の設計、構築および維持管理を行っている。同社はまた、建物のエネルギー・パフォーマンス管理に対して、VEMS®（バーチャル・エネルギー管理システム）を含む革新的なソリューションを提供している。

現在Dalkiaの名称およびブランドの下で営業を行っているZEC

ZECは、主として、ポーランドのカトヴィツェ（上シレジア）の地域における熱源の生成および配給を専門に行っている。同社は、石炭に代わるものとして、暖房ネットワークおよび配電施設で使用される炭鉱ガスのエネルギー回収において、専門技術を有している。

現在Dalkiaの名称およびブランドの下で営業を行っているFenice Rus

企業用顧客向けのエネルギー効率化を専門に扱うFenice Rusは、ロシアのエネルギー・サービス分野における先駆者のうちの1社である。

Imtech

DalkiaおよびEDF Energyによって共同保有されるImtechは、英国およびアイルランドにおいて、火力および電力に関するエンジニアリング、設備の技術的メンテナンスおよび取得システムとデータ管理システムの統合を専門に扱っている。Imtechは、建設分野、産業分野、第3セクターおよび地方自治体に対してサービスを提供している。

Groom Energy Solutions

Groom Energy Solutions LLCは、米国全土の企業および企業用顧客に対して、コンサルティング、プロジェクト管理およびエネルギー効率化業務のパフォーマンスへの包括的アプローチを提供している。

Aegis Energy Services

マサチューセッツ州ホールヨークに拠点を置き、2018年8月に取得されたAegis Energy Services LLCは、米国北東部における小規模のガス・コジェネレーション発電所の設計、建設および操業を専門に扱う会社である。同社は、1985年に設立されて以来、1,000にわずかに満たない数のコジェネレーション発電所を設置した。

(口) Citelum

Citelumは、スマート・ライティングおよび接続サービスを行うEDFグループの子会社であり、かかる分野においてフランスのみならず、世界で主導的な事業会社の1つである。

フランスにおよそ500人の従業員を有するCitelumは、主に欧州（フランス、イタリア、スペインおよびデンマークを含む。）ならびに米州（米国、メキシコ、ブラジルおよびチリを含む。）において2,500人の従業員を有しており、これにより世界中（メキシコ市、コペンハーゲン、バルセロナ、ローマ等）の主要な都市へのサービスを管理することが可能となっている。2018年末現在、Citelumは世界中で3百万超の街路照明を管理しており、30百万人の居住者のために照明を照らしている。

ある照明器具の技術的な変更によって、今では既存の接続インフラを利用することが可能となり、エネルギー貯蓄、設置の遠隔管理および安全性の向上のほか、文化財の展示が促された。さらに、他の機器（センサー、カメラ等）に接続されているこの照明器具は、公害の防止、地域のビデオ監視、利用者への情報提供または都市部の交通および駐車管理の分野において、新たな付加価値サービスを提供する。

Citelumは、以下の3つの価値連鎖に取り組んでいる。

- ・エネルギー支出を制限しながらも、照明の最適化を行うことを通じて顧客への魅力を高める。
- ・割り当てられた資産の使用を最適化することにより、認識している安全性を改善する。
- ・より流動的な交通および駐車を実現し、顧客からの収入の増加を促進する。

Citelumは、融資ソリューション、子会社のCitegestionのデジタル都市空間管理プラットフォームであるMuse®の革新および契約によるエンジニアリングの優れた技能をサービスの提供に盛り込むことにより、設計および作業の完了から維持管理までのプロジェクトのすべての段階を支援する能力で差別化を図っている。

2018年、Citelumは、Renaultの工場10か所における照明の改修を終えた。115,000個の照明をLEDに交換し、その他の35,000個を取り外したことにより、全般照明が最適化され、照明はより良い配置となった。これによってRenaultは、光熱費を年間60%削減し、労働の安全性を確保しながらも労働条件を改善することができた。今や工場は、精密さと安全性が最優先の環境下で、労働者の要求および生産品質の目標により適した状態となっている。

ディジョン都市圏は、公共空間の接続型管理プロジェクトのためのMUSE®プラットフォーム・サービス、すなわちMUSE® GMAO（コンピューター化された維持管理システム）、MUSE® GCI（一元的な行動管理システム）およびMUSE® Main Courante（記録管理システム）の納品を予定通りに受けた。

2018年にCitelumは、Violaとともに、アニエール・シュル・セヌのコミューンにおける街路照明および信号機の設計、改修、運営および維持管理を8年間行う契約を獲得した。改修後には76%の照明がLEDとなり、80%超の省エネが可能となる。契約期間中には、横断歩道用照明、スマート・パーキング、IoTインフラならびに遺跡用および大通り用の照明等、新たな接続サービスがMUSE®プラットフォームを通じて展開される予定である。

2018年にSOFICO（ワロンのインフラ投資ファンド）は、照明計画（Plan Lumières）4.0に基づき、Citelum、EDF Luminus、CFEおよびDIFによって構成されるLuWaコンソーシアムに対して、ワロンの高速道路の照明の交換に関するPPP契約を発注した。ワロンの高速道路網を「スマート」LED照明で再装備するプロジェクトは、完了に20年を要する。

Citelumは、メキシコにおいて、メキシコ市の中心部にあるBBVAバンコメール・タワーの照明を担う役目に選ばれ、またメキシコ州における10都市を繋ぐ高速道路網の照明に関する契約を獲得した。

Citelumは、チリにおいて、インデペンデンシア市とともに、PPPに基づく照明の業務を請け負った。10年プロジェクトに基づき、7,300の街路照明がLEDに置き換わった。

Citelumは、2018年にブラジルにおいて、アマパー州の州都マカパにおける34,000の街路照明の運営に関する契約を獲得した。

Citelumは、インドにおいて、ニューデリーの衛星都市ノイダにおける70,000の街路照明の設置および運営に関する新たな契約を確保するために、Tata Projectsと提携した。

Citelumは、2018年にイタリアにおいて、ロンバルディ州、エミリア・ロマーニャ州およびトスカーナ州の公共建物の室内照明の設置に関するCEV基本契約を2件獲得した。

Citelumは、デンマークにおいて、コペンハーゲン、フレゼレクスベア、ヒレズ、アルバーツルンドおよびフーア湖の街路照明が含まれる同国のポートフォリオに、コペンハーゲンの信号機を加えた。

当年度中にCitelumは、トゥールーズ（フランス）におけるスマート・パーキング・システム、サン・クガ（スペイン）におけるノイズ・センサー・システムおよび街路照明変調システムならびにアルメリア（スペイン）の光害を測定し、削減するための生物多様性保全プログラム等の新たな革新的なサービスを導入した。

(ハ) EDF Pulse Expansion

革新は、常にEDFの戦略の中核にある。2017年6月、EDFグループは、その業務の範囲を広げるために、EDFの新興企業のインキュベーターとして活動するために、EDF Nouveaux Businessという新たな組織を設立した。

2018年10月、EDF Nouveaux Businessは、当グループの革新的な部門（EDF Pulse）の傘下に置き、その注目度を高めるために、EDF Pulse Expansionに改称された。

EDF Pulse Expansionの目的は、エネルギー移行およびデジタル移行を検討し、家庭、企業および地方自治体に対して革新的かつ競争力のある商品およびサービスを提供することにより、当グループの新たな成長の原動力を作ることである。年間30百万ユーロの資金調達能力（特別なプロジェクトを除く。）を有するEDF Pulse Expansionは、2019年末までに、少なくとも新興企業10社に対して投資を行う予定である。

以下の4つの分野が優先される。

- ・事業および製造の効率化
- ・住宅向けサービス
- ・持続可能な町および地方に関する計画
- ・分散型エネルギー・システム

EDF Pulse Expansionは、投資ファンドおよび社内起業制度のインキュベーターとして、EDFの研究開発部門および機能的な部門と密接な協力関係にある結束の強いチーム、ならびにオープンな革新および新興企業との連携にコミットしている当グループのあらゆる資源を有している。

インキュベーター

社内起業制度のインキュベーターとして、EDF Pulse Expansionは、当グループの従業員のアイデアおよび専門知識を活用しており、かかる従業員に対して、当グループおよびその従業員の起業家に利益をもたらす起業家的アプローチの一環としてのプロジェクト開発を支援する献身的なサポートを提供する立場にある。

投資家およびパートナー

EDF Pulse Expansionは、新規事業の開発および新技術の革新的ソリューションを成功させるために、創業間もない新興企業に直接投資するかまたは当グループのエコシステム、とりわけEDF Pulse Expansionが持分を有するElectranova Capital等の専門ファンドと繋げることができる。同社はまた、新興企業とともにジョイント・ベンチャーを設立し、新たなビジネスモデルを模索し、フランス国内外の新市場を勝ち取ることを目指すことができる。基本的に投資は、包括的な事業および産業パートナーシップの一環としてみなされている。

EDF Pulse Expansionは、デジタル変換およびエネルギー移行に関連する様々な分野で活動的な新興企業に対して融資を行っている。その例には、Perfescoとのエネルギー効率化、Seclabとのデータ・セキュリティ、EDF Store & Forecastとのエネルギー管理システムおよび新興企業のZnr Batteriesとの空気亜鉛電池への第三者融資が含まれる。

設立以来、EDF Pulse Expansionは新興企業13社に投資を行い、13の投資ファンドに対する持分を増大させた。2018年12月31日現在、EDF Pulse Expansionは、新会社8社による取引の開始を支援した。

Agregio

Agregioは、再生可能エネルギー容量を有する発電事業者および負荷制限容量を有する企業用顧客に従事するアグリゲーターである。Agregioは、発電事業者向けに、発電事業者による発電量を市場において最適化および販売し、経時的に収入を確保するための適合したソリューションを提供している。これは、もはや購入義務の恩恵を受けない再生可能エネルギーの発電事業者からの強い期待を受けたものである。またAgregioは、電力システムのニーズに応じて報酬と引換えに消費量を削減するかまたは移行することを望んでいる企業用顧客および第三次産業用顧客を対象としている。Agregioは、地域における生産および消費を最適化するために、地域のプロジェクトの最適化プラットフォームとして最終的に自らを位置付ける予定である。Agregioは、この分野におけるベンチマーク事業者になることを望んでいる。

Metroscope

Metroscopeは、社内起業プロジェクトから2017年12月に設立された。Metroscopeは、人工知能システムを通じて、業務システムに影響を及ぼすランダム外乱、障害および効率損失を特定することにより、企業用顧客が産業施設のパフォーマンスの向上および最適化またはそのいずれかの実現を可能にする、リアルタイムの診断を提供している。これにより産業事業者は、生産施設の維持管理を最適化し、業務コストを削減することができる。かかる「ファクトリー4.0」ソリューションは、EDFの原子力発電所の経営幹部により選ばれたものであり、現在フランスの58の原子力発電ユニットで活用されている。また当グループは、2019年までに、Metroscopeのソリューションを社外の産業顧客向けにも売り込む予定である。

NEoT Capital N Green MobilityおよびNEoT Offgrid Africa

NEoT Capitalは、エネルギー貯蓄の革新的なプロジェクトおよび技術に対して融資を行うために2016年に設立された。同社は、EDF Pulse Croissance Holding (42.5%)、三菱商事株式会社 (42.5%) およびForsee Power (15%) により保有されている。NEoT Capitalは、2017年に設立された別々の会社が抱える2つの事業を開発している。

- ・N Green Mobilityは、数年にわたってB2Bの機内エネルギー・サービスを提供しており、電気モビリティ機器（バッテリー、充電インフラ、電気バス等）の供給、運営および維持管理を行い、かつエネルギー効率性を確保している。同社は、EDF Pulse Croissance Holding、フランス預金供託公庫および三菱商事株式会社により共同保有されている。
- ・NEoT Offgrid Africaは、アフリカにおいてB2BおよびB2Cの定常貯蓄サービスを展開しており、EDFとともに複数のプロジェクトに取り組んでいる。同社は、Meridiam (64.28%)、三菱商事株式会社 (17.86%) およびEDF Pulse Croissance Holding (17.86%) によって保有されている。

McPhy

水素の生成、貯蔵および配給を行うMcPhyは、世界のエネルギー移行を促進するための手段として、低炭素水素を広めている。パワー・ツー・ガスのゼロ排出モビリティおよび産業用水素商品の全範囲を網羅するMcPhyは、顧客のアプリケーションに適した電気自動車の充電、燃料電池および産業用電力供給等のターンキー式ソリューションを提供している。2008年以降の事業では、McPhyは、フランス、イタリアおよびドイツにおける開発、エンジニアリングおよび生産の3つの拠点において、水素

関連機器の設計、製造および統合を行っている。国際的な子会社が、同社の革新的な水素に関するソリューションをグローバル市場で販売する。McPhyは、ユーロネクスト・パリ取引所において上場している（コンパートメントC、ISINコードFR0011742329、ティッカーシンボル MCPHY）。

Oreka Solutions

Oreka Solutionsは、複数の基準からなるモデルの中で、産業活動および原子力発電所の運営のシミュレーションおよび評価を行うツールの開発および販売を行っている。同社の意思決定およびシミュレーションの主力ソフトウェアであるDEMplus®は、費用、遅延、廃棄物および線量測定を分析するリアルタイム3D技術に基づいている。

Hoppy

Hoppyは、購入申込（テレビ、インターネット、モバイル、電気／ガス）の管理を容易にし、タスクや作業を整理し、工務業者の予約を行う、英国における家庭管理のデジタル・プラットフォームである。

Zenpark

2019年初めにEDFグループは、Zenparkの持分を取得したことを発表した（2019年1月29日付プレスリリース「Zenparkは、EDFグループおよびRATPからの出資で、10百万ユーロ超の資金調達を行った」を参照。）。Zenparkは、運転手が従前では利用できなかった民間の駐車場スペースを利用することができる自動化された駐車場共有プラットフォームを運営する。サービスによって使用されていない駐車場スペースが解放され、その拡大されたスマート・パーキング・ネットワークを通じて、新しい形の可動性が促される。

新興企業の資金調達

新興企業に出資を行うEDF Pulse Expansionのコミットメントを表す一例、とりわけフランスにおける例として、原子力廃炉、高齢者の家庭における自立および安全性ならびに住宅サービスに関するアイデアを募集するプロジェクトが3回行われたことが挙げられるが、かかる募集は、現在EDFの関連部門のサポートとともに進行中である12の有償の概念実証へと繋がった。

(二) EDFグループのその他のサービス子会社

EDFが提供する一連のエネルギー・サービスは、EDFグループ内におけるその他の子会社によって完成する。かかるサービスは、異なる区分の顧客（住宅、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の完全保有会社であるNetseenergyは、企業用顧客および地方自治体が不動産におけるエネルギー・パフォーマンスおよび運営パフォーマンスを管理し、最適化することができるよう一連のソリューションを策定、開発および実施する。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主要な事業者である。

- ・エネルギーおよび不動産のパフォーマンス管理：自動化データの回収、モバイル・アプリケーション、エネルギー管理業者によるカスタマイズされたエネルギー管理
- ・革新的なエネルギー監査：顧客のエネルギーおよび不動産に関するデータのアルゴリズム制御ならびに科学データおよびビッグデータ

Netseenergyは、毎日20,000か所からの約9百万データのインプットを処理している。IoTの専門家によって毎日60,000の接続対象物からデータが収集されるNetseenergyは、16年以上にわたり、エネルギーと表面積120百万平方メートル超の不動産面積を管理してきた。

Netseenergyの価値提案は、不動産およびエネルギーに関するデータの収集を自動化し、分析することにより、エネルギー効率を改善し、不動産管理をデジタル化することである。

Edelia (Edev Téléservices)

Edeliaは、EDFの完全子会社であり、個人および法人がそのエネルギー消費量を監視し、管理するためのソリューションを設計し、実施する。同社のオンライン・プラットフォームは、EDFグループの10百万を超える顧客に対して、一連の革新的なデジタル・サービスを提供する。またEdeliaは、利用者自身のエコシステムに適応可能なIoT（モノのインターネット）に基づくモジュラー式ツールを提供することによって、スマート・ホームの接続対象物を最大限に活用し、顧客向けのデジタル・ツールを改善している。

コネクテッド・ホーム

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

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最も大きな原因の1つとなっている。それにもかかわらず、低炭素電力は、環境に配慮した電気モビリティおよび地域の輸送の発展のための方策となっている。これが、EDFグループが、とりわけその子会社のIZIVIA（旧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。

IZIVIA（旧Sodetrel）

EDFの完全子会社として、1998年にSodetrelの名称で設立されたIZIVIAは、現在、フランスの電気モビリティ・サービスの主導的な事業者である。IZIVIAは、20年以上にわたり、充電スタンドの設置、運営および維持管理からその利用者との関係の管理に至るまでの電気モビリティ・プロジェクトの各段階について、地方自治体、エネルギー・コンソーシアムおよび法人を支援してきた。

IZIVIAは、自社製の200基のコリドー高速道路急速充電スタンド網（EDF、IZIVIA、Renault、日産、BMW、VolkswagenおよびParisTechから構成されるコンソーシアムからの資金提供ならびに欧州委員会からの追加的な資金提供を受けているプロジェクト。）（市場におけるすべての電気自動車モデルに対応しており、約80キロメートルごとの間隔で設置されている。）を保有し、運営しており、PASSを通じて、電気自動車またはハイブリッド電気自動車の運転手にとってのモビリティ・サービス提供会社として自らを位置付けている。またIZIVIAは、充電に関するエネルギー消費量を最適化するために設計された互換性のある自社製のスマート充電機器も作っている。

2018年にフランスのニース市は、Citelum—IZIVIA（旧Sodetrel）に対して、電気自動車充電スタンド網の維持管理に関する契約を発注した。

電気工学：HTMS

EDFの完全子会社であるHTMSは、高電圧および中電圧の機器および変電所の運営および維持管理、回路ブレーカーおよび回路変圧器の供給および交換、故障点検、プロジェクト管理の支援ならびに訓練に関与している。同社の主要な事業は、操作者の安全性、施設の利用可能性ならびに施設および機器の持続可能性を確保するために、維持管理の最適化を行うことである。

また同社は、独自の評価およびコンサルティング（業務監査、維持方針の定義および機器のアップグレード）ならびに主要なプロジェクトの監視業務も提供する。

その活動は、事業上の子会社（ボルドー、リヨンおよびアヴィニョン）が付随する3つの機関（Lorette、AudruicqおよびNantes）を中心に組織されている。

暖房：CHAM

EDFグループの完全子会社であるCHAMは、ボイラーから再生可能エネルギーまでの中小規模の暖房設備の設置、維持管理および修理を行う。同社は革新的なオンラインによる維持管理ソリューションを展開しており、コネクテッド・ホームの管理サービスを提供している。

フランスにおいて900人超の従業員を抱えているCHAMは、住宅所有者、民間および公共の集合住宅および法人のニーズの応え、年間700,000を超えるタスクを完了する。

成長を執拗に追求するCHAMは、専門的な従業員、ネットワーク専門技術および力強い現地市場の3つの主要な強みに基づいた専門的なエネルギー・サービス提供者として、自らを位置付けている。

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、設計、投資、設置および運営を含む、パフォーマンス保証付きのエコ・エネルギー効率化サービスを提供している。Perfescoは、顧客によるエネルギー移行の手助けを行っている。同社は、これを行うために、主要な経済事業者の高エネルギー消費項目を特定し、より経済的な機器の設置を提供し、節約できた分に基づき利益を生み出す。

(ii) ガス事業

欧州において、EDFグループは、25十億立方メートル超のガスを使用している。そのため、EDFは5.1百万超の顧客（顧客は2018年末現在の供給地点数に応じて分類されている。）、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。

当グループは、その子会社であるEDF EnergyおよびEDF Luminusを通じて、より具体的にイタリアにおいては、その子会社であるEdisonを通じて、フランスおよび欧州の天然ガス市場において活動を行っている。後者のEdisonは、2017年8月1日に、EDFの資産の運用および上流部門業務の開発に関するサービス契約を通じて、EDFのガス・プラットフォームとなった（「第23（2）⑤（ii）（ロ）Edisonの戦略」を参照。）。また、当グループは、大陸および英国の卸売市場における取引に関連した短期事業についてEDF Tradingに依拠しており、コジェネレーション発電所についてDalkiaに依拠している。

最後に、当グループは、欧州外、とりわけ主要な企業用顧客および配給事業者への重要な天然ガス供給業者であるEDF Energy Servicesが所在する米国において、事業を行っている。

2018年にEDF Trading LimitedおよびJERA Co. Inc.は、EDF Tradingが持分の33.33%を保有し、JERA Co. Inc.の完全子会社であるJERA Trading International Pte Ltdが持分の66.67%を保有する、JERA Global Marketsという名称のジョイント・ベンチャーを設立することにつき合意した。JERA Global Marketsは、EDFとJERAのLNG資産の短期的および中期的なパフォーマンスの管理を担う唯一の事業体となる。

(イ) 天然ガスの最終市場

2018年12月31日の欧州における下流部門の顧客ポートフォリオは、以下のとおりであった。

- ・フランス（EDFおよびÉS）：2018年に約1.7百万人の顧客（小売業者および重要顧客）ならびに31TWh超
- ・イタリア（Edison）：約0.9百万人の顧客、7.3Gm³のガスおよび約77.5TWh
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約1.9百万人の顧客および約29TWh
- ・ベルギー（EDF Luminus）：約600,000人の顧客および約14TWh

(ロ) ガス資産およびプロジェクト

(a) 供給源

欧州において、当グループのガスおよびLNGの供給は、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。

当グループは、顧客に供給を継続できるよう中長期的なガス源の強化および多様化を目標としている。

(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23（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野」を参照。）。

LNG再ガス化ターミナル

2018年10月30日にEDFは、Axa Investment Managers - Real EstateとのパートナーシップとともにFluxysおよびCrédit Agricoleに対して、またSamsung Securities Co. Ltd.、IBK Securities Co. Ltd.およびHanwha Investment & Securities Co. Ltd.から構成される金融コンソーシアムに対して、（25%の持分をFluxys、10%の持分をTotalが保有する）ダンケルクのLNGターミナルにおける65%の持分を売却した。EDFは、当グループのガス戦略に沿って、引き続きターミナルの主要な長期荷主である。

またEDFは、Edisonを通じて、ロビゴ洋上ターミナルの再ガス化容量の80%（年間で6.4Gm³）を使用する権利を保持している（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。

当グループはまた、ゼーブルッヘ（ベルギー）のターミナルにおいて、再ガス化容量を有している。

小規模のLNGサプライ・チェーン

2018年にEdisonは、陸上輸送および海上輸送向けの低炭素の持続可能な燃料の開発を支援するために、陸上の貯蔵庫および小規模のLNGターミナルによって構成される小規模のLNGサプライ・チェーンを、イタリアにおけるLNGの販売用に構築し始めた（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）炭化水素分野」を参照。）。

貯蔵

ドイツにおいて、EDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている。EDFは、約190百万立方メートルの岩塩空洞貯蔵容量を有している。

イタリアおよび英国における貯蔵事業については、それぞれ「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（e）規制業務」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

当グループはまた、オランダ、ベルギーおよびフランスにおいて貯蔵に係る権利を有している。

（c） 探鉱および生産（E&P）

当グループは、Edisonを通じて、上流の炭化水素の探鉱および生産の業務を行っている（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。ガスの確定埋蔵量は209百万バレルの石油に相当し、2018年には18.1百万バレルの石油に相当する量が生産された。

（iii） 最適化および取引：EDF Trading

EDF Trading（EDFT）は、EDFグループおよび第三者に対して市場、最適化およびリスク管理に関するサービスを提供する、EDFグループのエネルギー卸売市場との専用インターフェースである。同社は、欧州、北米およびアジアにわたり、電力、天然ガス、LNGおよびLPG、環境商品ならびに（JERA Tradingとのパートナーシップを通じて）石炭および貨物の卸売市場で業務を行っている。EDF Tradingは、欧州および北米において最大のエネルギー卸売市場取引業者の1つである。同社は、子会社であるEDF Energy Servicesを通じて、発電企業向けおよび小売業者向けのエネルギー管理サービスの主要な独立した提供者の1つであり、北米の商業用利用者および企業用利用者に対する小売電力供給業者の上位5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870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。

とりわけEDFは、DOAATに代わって卸売市場へのアクセスに責任を有する（「第2 3（2）③フランスにおけるEDFの最適化業務」を参照。）。

欧州における電力市場

EDF Tradingは、年間2,000TWh超の取引を行う、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、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。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。2018年にEDF Tradingは、当グループのフランスの変動的な資産に対する最適化サービスを継続した。また同社は、フランスのEDF向けに、ARENHの規制へのエクスポージャー管理を手助けする特注のリスク管理構造を開発した。EDFTは、2017年におけるEdisonとの電力に関するパートナーシップを開始した後、イタリアにおけるサービスを拡大した。また同社は、EDFのC&I顧客事業向けに多数の取引を成立させた。

欧州におけるガス事業

EDF Tradingはまた、年間764bcmを超える取引を行う、欧州のガス卸売市場における主導的な参加者である。同社は、生産、輸送権、長期供給契約ならびに再ガス化および貯蔵の能力を含むEDFグループ企業のガス資産を最適化している。これにより、完全なガス卸売市場のソリューションを通じたEDFグループおよび第三者顧客への支援が可能となる。2018年にEDF Tradingは、Edisonとの石油およびガスのヘッジ事業を増やし、ダンケルクのLNGターミナルにおける最適化サービスを拡張した。また同社は、EDFの商業部門およびDalkiaに対して、ガス貯蔵まわりのフランスの新たな規制に対応する柔軟なサービスを含む市場へのアクセスを提供した。

北米における電力事業およびガス事業

EDF Tradingは、広範な地理的基盤を持つ北米のエネルギー卸売市場における主導者である。また同社は、北米で700を超える取引先と取引を行う、主要な電力およびガスの業者の1つである。同社は、電力、天然ガスおよび環境に関する長期的な商品を含む、顧客との契約ポートフォリオを有している。EDFT NAは、平均215百万立方メートルの天然ガス貯蔵容量の契約を有するかまたは管理を行っており、また1日当たり約140百万立方メートルの取引を行っている。さらに同社は、5つのISOに散在する300GWのポートフォリオに対する（金銭的および物理的な）ヘッジ管理および輻輳管理のサービスも提供している。2018年、EDF Tradingは、E&P部門との業務を増やし、生産者から購入するにあたって生産者との関係を構築し、同社の供給義務を最適化している。

EDF Energy Services

EDF Energy Servicesは、北米におけるEDF Trading専用の顧客基盤であり、C&I事業、発電事業者およびエネルギー小売アグリゲーターに対して、包括的なエネルギー・リスク管理サービスを提供している。同社は、非住宅用顧客のポートフォリオに対して環境商品、天然ガスおよび電力を提供し、北米の小売電力供給業者の上位5社にランク付けされている。さらに同社は、米国およびカナダにおける住宅用顧客および小口の商業用顧客に対して電力およびガスの供給を行うエネルギー小売アグリゲーターとの供給契約も有している。EDF Energy Servicesは、米国における第三者の発電所向けの主要な発電事業者の1社であり、147の発電所および12を超える負荷需要反応顧客に対して、41GW超の発電量を給電している。EDF ESの顧客の一部は欧州の事業体であるかまたは欧州で事業を行っていることから、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。2018年、EDF Energy Servicesは、多数の契約の締結または更新を行うことにより、その基盤を拡張し続けている。同社は現在、欧州および北米においてプレゼンスを有する、EDFの世界トップの顧客のうちの26の顧客に対応している。2018年、EDF Energy Servicesは、TransCanadaの電力マーケティング小売ポートフォリオを取得したことにより、より幅広い顧客にアクセスできるようになり、またより小規模な商業用顧客および企業用顧客を取り込んで顧客基盤を拡張する戦略を推し進めている。

環境関連商品

EDF Tradingは、環境商品市場に専念しており、有数の再生可能エネルギー発電事業者として、EDFグループおよび世界中の第三者顧客を支援する、複数のコモディティによる幅広い仕組みソリューションを提供している。EDFTは、欧州における発電源証明書による保証、米国における再生可能エネルギー証書および世界のその他の地域における国際再生可能エネルギー証書を含む、コンプライアンスおよび任意の炭素市場において積極的に活動している。さらに同社は、欧州の天候市場のリスク管理商品において広く認められている先駆者および提供者である。2018年にEDF Tradingは、EDFグループにとって初となるI-REC（国際再生可能エネルギー証書）を締結し、発電源証明書に関する事業を拡大させた。

世界の燃料

2017年4月、EDF Tradingは、JERAに対する石炭および輸送事業の売却を完了した。EDFTは現在、世界で最大規模の石炭取引業者の1社であるJERA Tradingの33%の株式持分を保有している。

EDF 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。2018年にEDF TradingおよびJERAは、LNGの最適化および取引を行うジョイント・ベンチャーを設立するための拘束力のある契約を締結し、これによってJERAとEDFTそれぞれによるLNGの最適化および取引の業務がJERA Tradingに統合される。かかる取引は、2019年初めに完了する予定である。当グループは、引き続きグローバルなLPG業務を展開している。

(iv) 株式持分

(イ) EDF Trading Logistics

2018年に約1百万トンの燃料油および1.8百万トンの石炭を供給したEDF Trading Logisticsは、燃料油の購入におけるEDFの媒体を務める。同社は、JERA Tradingならびにル・アーブルおよびサンナゼールの港にある石炭ターミナルの事業者との密接な協力関係とともに、フランス本土、コルシカ島およびフランスの海外県におけるEDFグループのすべての火力発電所のために、燃料油および石炭の供給物流業務を行っている。

さらに、EDF Trading Logisticsは、当グループに対し、燃料油（有害物質）の輸送に係るリスク管理業務（ISO 14001認証を取得した業務）およびこの業務から生じる環境危機の管理についての専門知識を提供している。

(ロ) その他の株式持分

地方配電会社またはLDC（SMEG、Enercal、Électricité de MayotteおよびEDSB）に対する持分のほかに、EDFグループは産業上の子会社および持分を保有している。これらの企業は、特定の事業分野（すなわち発電、燃料およびエンジニアリング）に

において当グループの任務に貢献し、特に発電およびエンジニアリングの分野において、EDFのフランスにおける発電資産ポートフォリオの短中期のパフォーマンスを保証する。

かかる企業には、EDFグループに代わって燃料の輸送および取引業務を専門に行うSAE、小規模の発電所における水力発電を専門に行うSHEMA、ならびにEDFの完全子会社であり、また低レベルおよび中レベルの放射線廃棄物の処理および被覆を専門に行うSOCODEIが含まれる。

フランス国外の欧州大陸において、EDFは化石燃料に基づくエネルギー生成資産の戦略的な検討を開始した。

専用資産ポートフォリオの最近の変動については、「第3 3 (3) ⑥ (i) (h) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。

(3) 法令および規制に関する環境

EDFグループの会社は、その事業の遂行において、様々な広範の規制に服する。特に、EDFは、フランスの法律に移行されている電力市場およびガス市場に係る欧州の規制に服し、同時に、適用ある環境、原子力発電、保健および安全に関する規制にも服する。

法令および規制の規定についての以下の説明は、EDFグループに適用されるかかるすべての法令および規制の規定を完全に記載することを意図していない。

① 公共事業体としてのEDF

2018年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の83.67%（2018年1月以降EPIC（商工業公益企業体）であるBpiFranceが保有するEDFの株式389,349,361株の割当て分を含む。）および議決権の88.83%を保有しており、また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、EDFの資本の70%以上を常に保有していなければならない。

フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号および同日付施行令第2014-949号に服する。

2004年9月9日付命令第2004-963号により設置されたフランス政府株式保有代理機関（APE）は、フランス政府のEDF株主としての権限を実行し、この点に関し、関係する担当大臣と協議してフランス政府の決定および指針を提言し、実行する。

フランス政府が支配株主であるすべての事業体に適用される法律に従って、EDFは、特に、フランス政府による経済的評価および財務評価に関する1955年5月26日付命令第55-733号ならびに国有公共事業体および経済的または社会的目的を有する特定の機関に対するフランス政府による評価に関する1953年8月9日付命令第53-707号に基づく経済的評価および財務評価を通じた、フランス政府による一定の監査手続を受けなければならないことがある。

EDFはまた、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）およびフランス議会による監査手続を受けなければならない。したがって、法定監査人による統制に加え、当社の会計および経営ならびに必要な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、企業、コンソーシアムおよび組織または政府からの財政援助を要求するあらゆる形態の会社に対する政府の支配を規定する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。

② フランスにおける公共サービス

フランスにおける公共サービスの法令上の定義

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下に、公共電力サービスの枠組みの概要が述べられている（かかる規定については、「第2 3 (3) ③ (ii) フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

公共サービスに係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下は、公共電力サービスは均衡の取れた電力供給を発展させ、公共電力網の開発および運営を行い、規制販売料金で電力を供給しなければならないと規定している。

均衡の取れた電力供給の発展に係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-3条に規定される、均衡の取れた電力供給の発展の目的は、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に規定された目的を達成することである。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、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には、(i) 供給の保証、(ii) エネルギー効率の改善および一次エネルギー（とりわけ化石燃料）消費の削減、(iii) 再生可能エネルギーの利用およびエネルギー回復の発展、(iv) エネルギー電力網、貯蔵および転換の均衡の取れた発展ならびにエネルギー需要の管理、(v) とりわけ国際競争に晒されている事業体に係る消費者購買力およびエネルギー価格の競争力の維持、(vi) エネルギー分野における専門技術の需要の評価および研修コースをかかえる需要にいかに対応できるか、ならびに(vii) クリーン・モビリティの開発戦略についての項目が含まれている。

同計画は、その定量的目標ならびに政府およびその公的機関がかかる目標を達成するために動員する公的基金に係る表示予算の上限額を規定している。同予算は、目的ごとおよび産業部門ごとに分割することができる。

最初のPPEは、当初3年間（2016年から2018年）および第2期の5年間（2018年から2023年）を対象とする。その後のPPEは、2回の連続する5年の期間を対象として作成される。

最初のPPEは、複数年にわたるエネルギー計画に関する2016年10月27日付命令第2016-1442号に規定される。EDFは、法律に従い、2017年4月6日に、PPEの第1期に規定される供給の安定性および発電の多様性に関する目標を達成するために当社が実施する行動を提示した企業戦略計画（PSE）を作成した。エネルギー担当大臣の承認を得るためにPSEが提出されたが、エネルギー担当大臣は、PSEのPPEとの適合性を検討した後、EDFに対して新たな計画を作成するように求めた。

電力供給の均衡の取れた発展の使命には、フランス本土と相互接続されていない地域（コルシカ島ならびに海外県および海外領土）ならびにブルターニュのいくつかの島への供給を保証することも含まれている。コルシカ島、グアドループ、ギアナ、マルティニーク、マヨット島、ラ・レユニオン島およびサンピエール島・ミクロン島は、それぞれ独自のPPEを有する。大都市電力網に相互接続されていないその他の地域（サンマルタン島およびサンバルテルミー島を除く。）は、フランス本土のPPEに追加される項目に服することとなる。

EDFは、発電事業者として、他の発電事業者とともに、この使命の遂行に貢献している。

2018年3月19日から同年6月30日までの間に、2019年から2023年および2024年から2028年の期間に係るPPE案に対するパブリックコメントが募られた。

2019年1月25日に環境省は、今後数年間における国のエネルギーに関する基礎を成すこととなるPPE案の全文を公開した。最初にPPE案は、エネルギー移行、エネルギー方針、エネルギー料金およびエネルギー供給網に関して正式に付託された権限を有する様々な国の代表組織（*Conseil National de la Transition Écologique*、*Conseil Supérieur de l'Énergie*、*Comité d'Experts pour la Transition Énergétique*、*Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Électricité*および*Comité du Système de Distribution Publique d'Électricité*）によって、審議、承認、改訂または却下される。その後、国の環境当局により公表される意見を考慮して、PPEについてのオンラインによるパブリックコメントが募られる。近隣諸国からのコメントも募られる。PPEの採用およびこれに対応する命令の公布は、2019年に予定されている。

公共送配電網の開発および運営に係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-4条に規定される公共送配電網の開発および運営に係る使命は、以下を確保することにある。

- ・環境に優しい方法による公共送配電網を通じてのフランスにおける合理的な配電サービス。
- ・近隣諸国との相互接続ならびに非差別的な状況の下での公共送配電網への接続およびアクセス。

これらの義務を果たすことを法律によって指定されている公共電力網事業者は、送電についてはRTE、配電についてはEnedisおよび現地の配電会社（地方配電会社またはLDC）、大陸の大都市と電力網が相互接続されていない地域における送配電についてはEDFとなっている。

電力を供給する使命

フランス・エネルギー法第L.121-5条に規定される電力供給に関する公共サービスの使命は、電力の規制販売料金の恩恵を受けるフランス全土の顧客に対する電力供給を確保することにある。

法律により、かかる使命はEDFおよびLDCに委託されている。

電力の規制販売料金から恩恵を受けることができる顧客についての条件は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に規定されている。

また、電力を供給する使命には、特別な「基本必須」料金（TPN）の適用も含まれている。かかる公共サービスに関する使命は、全電力供給業者に対して割り当てられている。2015年8月17日付法律第2015-992号（エネルギー移行法）は、「エネルギー・バウチャー」によるTPNの漸進的な移行について規定している。かかるバウチャーは、特別な支払手段であり、それにより財政難に陥っている家庭がエネルギー費用（電気、ガス、燃料油など）または住宅のエネルギー効率の改善に係る費用の一部を補填することができる。

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。2019年3月15日現在、施行規則がまだ適用されていないため、かかる規則はまだ効力を生じていない。

社会的連携

フランス・エネルギー法第L.121-5条は、規制料金による電力供給は、特に電力の規制販売料金および規制販売料金への資格の国内平準化を通じて社会的連携に貢献しなければならないとしている。

フランス社会扶助家族法第L.115-3条は、電力供給業者に対して、冬季（11月1日から3月31日まで）において、電気料金支払遅滞を理由に、個人または家庭の主たる居住地に対する電力供給の停止を実行すること（解約を含む。）を禁止している。ただし、電力供給業者は、一定の場合において、供給電力を減らすことができる（「エネルギー・バウチャー」の恩恵を受けている顧客の場合を除く。）。

EDFは、電力供給業者として、2014年2月27日付命令第2014-274号に従い改正された内容で施行された上記条文ならびに電気、ガス、暖房および水道の料金支払遅滞の場合に適用される手続に関する2008年8月13日付命令第2008-780号の定める条件に従って、電力供給を維持しなければならない。

公共サービス契約

フランス・エネルギー法第L.121-46条に従って、2005年10月24日、フランス政府およびEDFにより公共サービス契約が締結された。かかる契約は、EDFおよびフランス政府が行ったコミットメントを詳述し、サービス・コミットメントに対する財政的な補償について定めた規則を明確にするものであり、当該契約に規定されたとおり、新たな契約が締結されるまで有効に存続する旨定められている。

EDFのコミットメント（電力網事業者を除く。）

EDFの公共サービス・コミットメントには、以下のものが含まれる。

- ・公共電力サービスへのアクセスおよび規制料金を引き続き受けることを選択した顧客への電力供給。
- ・生産および販売。これらの分野にはエネルギー政策の実施および環境に優しく安全な発電を維持することが含まれる。
- ・電力網の安全性への貢献。この点について、特に発電施設の最適化および電力網の均衡を維持するために必要な資源の利用可能性について、EDFはRTEと複数の契約を締結している。

電力網事業者によるコミットメント

公共サービス契約において、EnedisおよびRTEの電力網事業者は、公共送配電網の管理および電力網の安全を確約した。これらのコミットメントは、公共送配電網使用料金（TURPE）により賄われる。

これらのコミットメントは、特に、電力網の安全性、供給の質、第三者の安全性および環境保護に関するものであり、これらの4分野は顧客および地方自治体の期待がとりわけ高い分野である。

よりアクセスしやすいサービス

2010年9月28日、政府およびEDFならびにその他8社の主要な公共サービス事業者は、パートナーシップ契約「*+ de services au public*」（さらなる公共サービスを）を締結した。かかるパートナーシップ契約は、フランスの農村人口に対して、請求書の支払いに関する情報、総合案内、交通チケットの販売等のサービス提供を行うためのアクセスを開発することを目的としている。

受付スタッフおよびインターネットのアクセスポイントは、多重サービス仲介情報ポイント（PIMMS）、公共サービス中継所（RSP）および市役所などその他の建造物等、共有する施設を通じて利用者に提供できる多くの資源のうちの一部である。かかるサービスがフランスにおける22県で展開された実験段階の後、2013年7月、公共活動の近代化に関する省庁間委員会（CIMAP）は、フランス全土でサービスの開始を延長することを決定した。

③ 電力市場の規制

（i）欧州の規制

発電、送電、配電および電力の供給に関する共通規則を定めるため、3つの欧州指令が相次いで適用され、現在のフランスの電力市場の組織の基礎となっている。1996年12月19日付指令96/92/ECは、競争を促すために電力市場を開放するための基礎を築いた。

2003年6月26日付指令2003/54/ECにおいて、主要な原則を踏襲し、新規市場開拓のために資格要件をすべての顧客へ漸進的に拡大する追加的な策がとられた。

「第3電力指令」として知られる2009年7月13日付指令2009/72/ECは、第三次「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、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、第三次エネルギー・パッケージの一部である2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）第714/2009号により規定されている。この規制は、特に、送電系統事業者が電力網上において国境を越えて電力の流れを受容した場合に必要な費用に対する補償の仕組みを規定している。この補償の支払いは、国境を越える電力の流れの発生地点およびこれらの流れの終着地点のシステムにある国の送電系統事業者により行われる。

最後に、2006年1月18日付で採択された「電力供給の安全性」に関する指令2005/89/ECは、最低限の運営基準が満たされることを確実にし、需要と供給の均衡を維持し、さらに、システムに対する投資を導く、様々な事業者の責任をより明確に規定するために策定されている。この指令の目的は、フランスの様々な法令および規則の中で考慮されている。

エネルギー同盟

2016年11月30日、欧州委員会は、電力に係るすべての法律の修正を提案する「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」と題する法案パッケージを提示した。かかるパッケージは、11の立法上の文書および欧州委員会の提案に伴う相当数のコミュニケーション関連書類からなる。これらの提案は、電力の卸売市場および小売市場の組織が対象となり、消費者中心の対策の重要性を高めるために策定されている。また法案は、エネルギー効率（30%の目標の提案）および再生可能エネルギー（27%の目標の提案）の観点から、2030年の新たな欧州の目標を確認または提案する機会となる。新たな規制は供給の保証のために提案され、エネルギー規制機関調整庁（ACER）に関して規制の改定案が提示された。すべての規定案は、欧州のエネルギーおよび気候に関する政策の便宜のために、欧州エネルギー同盟の計画の一環として、電力市場にとってより一貫した組織的な枠組みを策定することを目的としている。エネルギー同盟による統治に関する法解釈メモは、パッケージを完成させ、欧州委員会により実施される予定の、加盟国による目標達成の監視方法を規定する。議会討論は2017年初めに開始され、欧州連合理事会もこれらの文書に関する交渉に参加した。建物のエネルギー・パフォーマンスに関する2018年5月30日付指令（EU）2018/844は別として、最終的な文書は、欧州議会、欧州連合理事会および欧州委員会の三者間交渉の後、2019年半ばより前に採択される予定はない。そのため新規または改定済みの規定は、加盟国に直ちに適用可能であるか（規制）または国内法に置き換わる必要があるか（18か月のデフォルト期間）によって、2019年から2021年までの間に効力が生じる予定である。

エネルギー規制機関調整庁

2009年7月13日付欧州議会および欧州連合理事会の規制（EC）第713/2009号により、エネルギー規制機関調整庁（ACER）が設立された。ACERは、電力およびガス分野の送配電網規約を発展させる役割を担い、国境を越えたインフラに関する決定を行うことができる（かかる主題については、「第2 3（3）⑥（ii）（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制」を参照。）。

（ii）フランスの規制：エネルギー法

エネルギー法に関する様々な法規（1906年6月15日付法律、1946年4月8日付法律第46-628号、2000年2月10日付法律第2000-108号、2003年1月3日付法律第2003-8号、2004年8月9日付法律第2004-803号、2006年12月7日付法律第2006-1537号および2010年12月7日付法律第2010-1488号）は、原子力発電に係る規定の大部分を除き、2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス・エネルギー法に統合された。原子力発電に係る規定は、2012年1月5日付政令第2012-6号により、フランス環境法に統合された。さらに、2015年12月30日付命令第2015-1823号により、フランス・エネルギー法の規制の項が体系化されている。結果として、約100のエネルギー法に係る法令が置き換えられた。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、フランス・エネルギー法の多数の規定、とりわけエネルギー政策の目的が改正されている。それらは現在、あらゆる産業部門（とりわけグリーン成長部門）の結集、供給の保証および輸入への依存の減少、競争力があり魅力的なエネルギー価格、人間および環境の健康、社会的連携および地域的統合、燃料不足との闘いならびに欧州エネルギー同盟の推進への寄与を通じて多数の雇用を創出する競争力のある経済を達成することに重点が置かれている。

発電施設

フランス・エネルギー法第L.311-5条に基づき発行された運営免許を取得すれば、いかなる者も、命令により定められた電力に関する一定の基準を超えた発電所を運営することができる。電力発電に関連する地方当局の権限および責任については、フランス地方自治体法第L.2224-32条および第L.2224-33条ならびに環境に対する国家のコミットメントに係る2010年7月12日付法律第2010-788号第88条に規定されている。

既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）

フランス・エネルギー法第L.336-1条以下で規定されている、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）を規制する法律は、2011年7月1日から施行されている。この点に関しては、「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique*またはARENH）」を参照。

電力供給業者の選択

2007年7月1日以降、すべての顧客は例外なく、欧州連合の領域またはフランスと国際契約を締結している国の領域において設立された発電事業者または供給業者と、自己の選択に基づき、自由に電力購入契約を締結できる資格を有する（フランス・エネルギー法第L.331-1条）。

顧客は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に記載の条件に従って、電力の規制販売料金から恩恵を受けることを選択できる。これらの規定の内容は以下のとおりである。

- ・電力需要が36kVA以下の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客は、顧客の依頼により、規制販売料金の恩恵を享受する。これは、フランス本土と相互接続されていない地域のすべての顧客にも当てはまる。
- ・電力需要が36kVA超の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客のうち、2010年12月7日までに資格を行使しなかった者は、2015年12月31日まで、規制料金の恩恵を享受することができた。かかる顧客は、2016年1月1日以降は、規制料金の恩恵を受けていない。消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条により、6か月間の移行期間について規定されており、2015年12月31日までに供給業者と新規の契約を締結していない顧客は、電力供給の継続による利益を保証するため、最大6か月間の移行期間中、EDF（または地方配電会社）との契約による利益を引き続き享受するが、その終了日（すなわち2016年6月30日）以後は電力が供給されない。かかる期間中、顧客は、かかる契約を、補償金を支払うことなくいつでも終了する機会があった。EDFは、該当する顧客に対し、移行中の契約の終了について、当該終了の3か月前および1か月前に書面により通知する義務を負う。2016年2月10日付政令第2016-129号により、2016年7月1日以降、継続したガスおよび電力の供給を確保する制度が導入された。2016年6月30日時点で市場基準提案への申込みを行っていない顧客は、CREの2016年5月4日付決定に従い、競争入札手続を経て指定された供給業者の提案する新契約を受け入れたものとみなされる。2016年11月、CREは、2016年5月に割り当てることのできなかったロットの新規入札を実施した。かかる入札は、電力供給契約を対象とするロットについては、不成功に終わった。

フランス・エネルギー法第L.111-84条は、その資格にかかる権利を行使した顧客への供給と規制料金の顧客への供給の区別がつくよう、内部会計を維持することを求めている。国およびCREは、電力会社の決算書を入手する権利を有する。

電力網に対する第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.111-91条は、以下の目的のため、電力網事業者が公共送配電網へのアクセスを保証しなければならないことを規定している。

- ・規制電気販売料金および基本必須特別料金で電力供給に関する公共サービス責任を履行すること。
- ・電力調達契約を履行すること。
- ・フランス国内の領土に所在する発電事業者または供給業者が締結した電力輸出契約を履行すること。

第三者の電力網へのアクセスに関する紛争は、エネルギー規制委員会（CRE）の一部である紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）により取り扱われる。

フランス・エネルギー法第L.341-2条以下に規定される、公共送配電網使用料金（TURPE）は、2017年8月1日に効力が生じている。かかる料金は、送電（TURPE 5 HVB）および配電（TURPE 5 HVA/LV）について、それぞれCREによる2016年11月17日付決定により規定された。CREは、2017年10月26日付決定を通じて、TURPE 5 配電に関する2016年11月17日付決定に、顧客管理に付随する費用の補填条件（供給業者手数料）を規定する決定を追加した。

特定の発電部門に係る助成金制度

EDFは、電力購入義務を負っており、その結果として施設の事業者との間で契約を締結した。購入義務の制度は、公共電力サービスの近代化および発展に係る2000年2月10日付法律第2000-108号により設定され、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により改正された。これはこの制度のいくつかの面を明確にし、追加報酬の名の下に助成金の新しい形を創出するものである。前述の2015年8月17日付法律に基づく特定の発電部門に係る助成金制度は現在、3組の個別の制度からなる。

第一に、購入義務制度は、フランス・エネルギー法第L.314-1条以下により規定される。かかる条項は、再生可能エネルギーの資源を使用するためまたはエネルギー効率の具体的な形式（例えばコジェネレーション）を持っているため、公共機関が発展の支援を望む技術部門が発電した電力について、EDF（およびサービス提供地域の範囲内において供給の責任を有するLDC）

は発電事業者の請求に応じて購入契約を締結しなければならないことを規定している。適格な施設は、フランス・エネルギー法第D.314-15条に記載されている。

フランス・エネルギー法第R.314-2条は、購入義務から恩恵を受けている発電事業者は、エネルギー担当大臣の承認を受けた参考モデルを基準として締結された契約に基づき、そのすべての発電量をEDFに販売しなければならないことを規定している。購入条件、特に、電力購入価格は、エネルギー・経済担当大臣の省令により規定される。

第二に、追加報酬制度は、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号により導入され、フランス・エネルギー法第L.314-18条以下に準拠している。追加報酬は、発電した電力の市場での売却および供給量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。2018年において、2017年12月30日付法律第2017-1837号第50条（2018年予算法）により、TICCおよびTICPEによる予想税収入の不確実性ならびにCASの収入の拡大を克服するために、フランス・エネルギー法第L.314-14条に規定される保証された資源の入札により生じる収入を組み入れられ、当該収入が一定の割合でTICCおよびTICPEに代わる資金源となる。同様に、2019年予算法は、2019年の支出予算に沿って、TICPEの割合を7,166.3百万ユーロから7,246.4百万ユーロにわずかに増やすことを規定している。

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、とりわけその他の発電事業者およびLDCに対して電力（電気およびガス）を生成し、供給するよう、EDFに割り当てられている公共サービスの義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。

- ・「エネルギー・パウチャー」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スマート・メーターの展示計画への参加に伴い電力供給業者が被る費用。

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。2017年初め以降、CASは、TICPEおよびより少ない程度ではあるがTICCの収入の一定の割合から資金を得ている。したがって、化石燃料がエネルギー移行に伴う支払いの補助となっている。
- ・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、コージェネレーションおよびエネルギー幹線に係る予算など）は、「公共電力サービス」の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（TICPE）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ている。2017年1月1日より前において、CSPEは、再生可能エネルギーおよびコージェネレーションの発電所への資金提供に使用され、島部地域における予算超過を相殺し、福祉政策への援助を行っていた。

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、2018年および2019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体および配電会社に関しては、料金の減額が0.50ユーロ/MWhから12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。）。このことから、2017年1月1日以降、CSPEは直接的におよび単独で一般予算に割り当てられた一方で、TICPEの収入の一定の割合は「エネルギー移行」のCASに割り当てられた。

EDFおよび公的機関は、2015年12月31日現在の補償額の不足分によって生じた負債（5,779.8百万ユーロ）の返済に関して、合意に達した。2016年1月1日以降に効力が生じている新たな制度の下、かかる負債は、2016年5月13日付命令（2016年12月2日に改正）によって規定される繰延返済計画に従って、2020年12月31日までに支払われる予定である。

2016年12月22日、EDFは、かかる負債の一部（26.40%）を銀行および専用の特別目的事業体（SPE）で構成される投資家集団に対して売却した。遡及権なしのかかる売却の手取金は、総額1.542十億ユーロとなった。売却された負債には、専用資産に分類されない構成要素が含まれている。かかる構成要素の売却は、約645百万ユーロの純負債額の改善へと繋がった。残りは、専用資産に割り当てられる負債の一部に相当する。これは、かかる資産に再投資される予定である。

追加的配電費用の補償

フランス・エネルギー法第L.121-29条に基づきEDFに委託された課金管理である電気料金均衡化基金（FPE）の目的は、関係事業者間の配電網の管理に課せられた公共サービス任務の結果生じた料金（特に、運営している電力網の個別特性に関連したものおよびかかる電力網を規制料金で使用している部分または公共配電網使用料金では賄われないもの）を配分することである。1995年2月4日付法律第95-115号第42条に定められたとおり、地理的、経済的または社会的に個別の問題を抱えた地域の開発への関与に関連した料金も該当する。法律の適用による当グループの財務への影響は、2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記4に記載されている。

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。電力分野における容量メカニズムの要件に関する2018年11月15日付命令第2018-997号が公布された後、RTEは一連の規則案に関して協議を試みた。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、小規模の参加者に対しても容量メカニズムが適用され、LDCが容量債務をその他のLDCのみならず「その他いかなる供給業者」にも移行することおよび電力供給業者が容量債務を（消費目的で）最終顧客または（その損失のために）公共ネットワーク事業者へ移行することが許可された（フランス・エネルギー法第L.335-5条）。

さらに、フランス・エネルギー法第L.335-3条により、すべての容量事業者が、実効容量および保証容量との間の相違に係る負債ならびにかかる相違に関する罰金の支払いを第三者へ移行することができる可能性がもたらされた。

2015年11月13日に欧州委員会は、政府補助金に係る欧州規則を踏まえ、フランスの容量メカニズム計画について詳細な調査を開始した。

2016年11月8日に欧州委員会は、フランスの容量メカニズム計画を承認した。フランスは、調査期間中に、新たな容量について長期（7年）契約を取り入れ、外国の容量を考慮に入れ、かつ市場操作の防止策が講じられるよう、容量メカニズムを修正することにつき合意した。

市場の透明性および監視の改善のために行われた修正は、2016年11月29日付命令（2018年10月12日付決定により改正）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。

引き続き店頭取引を行うことも可能である。

外国の容量供給業者へのメカニズムの解放および長期契約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。電力分野における容量メカニズムの要件に関する2018年11月15日付命令第2018-997号は、フランスの電力供給保証への一部の国境を越えた貢献の明示的な組入れおよび新たな容量の複数年にわたる契約システムの確立を規定したものである。

電力負荷制限

かかる主題について、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、負荷制限に関する法規則、とりわけフランス・エネルギー法第L.271-1条以下が改正された。

かかる規定は、以前の法規則を改正し、とりわけ以下の事項を規定している。

- ・ 負荷制限は、「特別な要求が負荷管理者または電力供給業者により1または複数の最終顧客に対して送られた場合、将来的な消費計画または消費の見積りと比較して、1または複数の消費施設により公共電力供給および配電網から電力の効果的な引込み水準を一時的に削減する行為」として定義されている。
- ・ 供給とは切り離せない需要反応の提案の一部としての供給業者に対してかまたは負荷管理者の仲介を通じてかのいずれかにより、顧客がそれぞれの需要反応を収益化する可能性がある。
- ・ 政府は、負荷管理者の容量が複数年にわたるエネルギー計画の目標と合致しない場合、入札募集を企画する（かかるメカニズムは負荷削減プレミアムのそれと置き換わる。）。
- ・ 最後に、大きな省エネ効果をもたらす負荷削減の場合、法律により、監督機関が負荷管理者およびRTEとの間で共有されている供給業者に対する支払いを要求する可能性があることが規定されている。

かかる規定の適用条件は、直近で2017年3月29日付命令第2017-437号によって完成したフランス・エネルギー法第R.271-1条以下により、またCREにより2017年12月14日付で承認され、2018年に適用された（「NEBEF3.1」規則として知られる）エネルギー卸売市場における需要反応の評価に関する規則ならびにCREの2017年12月14日付決定により承認され、2018年に適用されたバージョンの計画、均衡化メカニズムおよび均衡化に係る費用の回収に関する規則により規定されている。

電力の自家消費

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号第119条により、政府は、その自家発電容量の全部または一部を消費するための施設の管理に基づいた確実な発展を保証するために必要な措置を、政令を通じて講じる権限を付与された。

電力の自家消費に関する2016年7月27日付政令第2016-1019号が公布された後、2017年2月24日付法律により承認され、完成したフランス・エネルギー法第L.315-1条から第L.315-8条が2016年7月28日に公布された。かかる条文は、個人自家消費と共同自家消費を区別し、とりわけ、

- ・自家消費操業を促進し、とりわけ電力の測定に関して必要な技術上および契約上の準備を行い、透明で公平な状況下での自家消費操業を実現可能にするよう電力網事業者に対して要求するものである。
- ・自家消費操業を行う消費者に対して供給を行う発電施設の設備容量が100キロワット未満である場合には、CREが当該消費者に対して公共配電網の特別料金を設定することを規定するものである。

フランス・エネルギー法を改定する2017年4月28日付命令第2017-676号の規定は、とりわけ共同自家消費に関して、これらの規定の適用条件（自家消費を行う資格を得るための要件の基準はないこと、CREの定める「自家消費型」施設向けのTURPEへの資格に関して法律により規定される100kW基準の評価手続、共同自家消費操業に参加する消費者間の発電量の配分に関する一般原則、共同自家消費操業の責任者である法人と公共配電網事業者との間の関係性、ならびに均衡のとれたグループに帰すべき債務から逸脱可能な発電施設の最大容量（命令により3kWに設定されている。））を定めている。

現段階では、自家消費操業の導入方法は未だ決定しておらず、CREは2017年秋に、利害関係者とともに自家消費に関するワークショップを編成し、自家消費への貢献に関して、料金問題、契約上の枠組みおよび支援制度の3つの課題に着手した。

このことを受けて、2018年2月15日にCREは、自家消費に関する勧告および意見を示した決定を下した。

CREは、2018年6月7日付の決定において、共同自家消費に係るTURPE（公共送配電網使用料金）を設定した。

PACTE経済改革法案の検討の一環として、議会は、「CREの意見に対する決定において定義される限定的な地理的範囲内において」共同自家消費を試験的に5年間承認する改正を可決した。かかる改正は、2019年5月22日に採択されたPACTE法第2019-486号において維持されている。

閉域配電網

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号第167条により、政府は、指令2009/72/EC第28条によって可能となった実務の枠組みを規定するために、閉域配電網に関する項目をフランス・エネルギー法に追加するための法律に基づくあらゆる措置を、命令を通じて講じる権限を付与された。

閉域配電網に関する2016年12月15日付政令第2016-1725号を受け、フランス・エネルギー法第L.344-1条以下において、閉域配電網の定義、その法体制、閉域配電網事業者に与えられている使命およびかかる規定が遵守されなかった場合に適用される制裁が規定されている。

フランス・エネルギー法第L.344-13条では、これらの規定の適用条件が国务院の命令によって定められる旨が規定されている。かかる命令は現時点では承認されていない。

2017年2月15日にかかる命令を承認する法案が上院に提出された。

国内ネットワーク

従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号が12月31日に官報に掲載された。

その目的は、とりわけ、公共送配電網および閉域配電網とともに、新たなカテゴリーのネットワークを構成する国内における建物ネットワークの構築および運営を定義し、認可することである。

フランス・エネルギー法第L.345-1条以下に従い、国内ネットワークは現在、次の4つの基準を満たした場合にのみ法的に構築することができる。すなわち、ネットワークを構築する国内の建物は、i)独立しており、ii)単一の所有者に属しており、iii)事務所を主たる使用目的としており、かつiv)住居を含まない。

国内の建物ネットワークに関する2018年5月29日付命令第2018-402号は、当該ネットワークが存在するにあたって準拠すべき条件ならびにオフィスビルの所有者および管理者、ネットワーク利用者および公共配電網の管理者の権利および義務を規定したものである。

電力分野の規制

エネルギー規制委員会（CRE）

CREは、2000年2月10日付法律第28条により設立された独立した監督機関である。

フランス・エネルギー法第L.131-1条以下には、CREの権限に関する一般的規定があり、CREは最終顧客の利益のために電力および天然ガス市場を健全に機能させるために貢献する任務を負う。この任務に関し、CREは、特に、電力および天然ガスの送配電網へのアクセス条件が競争の発展を妨げないことを確保する。

CREは、提案の権限、助言の権限ならびに意思決定権限（承認の権限および規制の権限）といった大きな権限を有する。

CREは、特に、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して、発電事業者に割り当てられた公共サービスに係る任務に起因する費用の額および関連拠出金の純額に関する提言を行っている。ARENHの価格の計算を考慮に入れた費用を認識し財務書類へ計上する方法を規定する命令が公布された後は、CREがARENHの価格も提案する。さらに、2015年12月7日より、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、（以前は意見を提出することのみ可能であった）電力の規制販売料金および振替料金の変更に関する正当な提案を提出する責任を負っている。かかる提案が受領された後3か月以内に当該大臣が1人も異議を唱えなかった場合に、決定がなされたとみなされる。

CREは現在、公共送配電網使用料金（TURPE）を設定する大幅な意思決定権限を有している。CREは、エネルギー政策指針が遵守されない場合に新たな決定を行うことをCREに求める権限を有する行政当局に対し、その決定を付随する理由とともに通知する。残りの規制権力に基づき、CREはまた、電力網の連結に係る決定ならびにARENHに対する供給業者の権利を計算および調整する規則を定義する決定を行う。

CREはまた、その権限の実現に有用と思われるあらゆる情報を取得し、調査を行う多大な権限ならびに紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDiS）を通じて、紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする幅広い権限を与えられている。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律はまた、監査済みの事業体の費用負担で、監査済みの権限を通じて得た情報を保有する可能性をCREに与えている。

独立した監督機関および公的機関に関する2017年1月20日付組織法第2017-54号ならびに独立した監督機関および公的機関の一般法に関する2017年1月20日付法律第2017-55号により、これらの機関（CREを含む。）は、共通の法的地位が付与された。これらの法律は、主として、構成員の権能、構成員の倫理、これらの機関の業務および組織ならびに議会による統制に関する規則を定めている。

規制上の枠組み

公共送配電網使用料金（TURPE）

フランス・エネルギー法第L.341-3条に従い、公共送電網使用料金は、CREの妥当な決定により設定されている。

公共送電網使用料金（TURPE 5 HVB）は、2017年8月1日に発効し、4年間適用される。かかる料金はCREによる2016年11月17日付決定により設定されたものであり、2017年1月28日付官報において公表された。かかる決定により、かかる料金は2017年8月1日に6.76%引き上げられ、毎年8月1日にインフレーションによる変更（収益および費用の是正により生じる修正を除く。）が行われる。2018年8月1日には、インフレーションに連動して3%引き上げられた。

RTEの資産における財務報酬は、2018年1月1日における規制資産ベース（RAB）の見積額（14,119百万ユーロ）に、固定報酬率を乗じることにより算出する。かかる固定報酬率は、2013年から2016年までの料金実施期間における7.25%の税引前の名目率に対応している。2017年から2021年までの期間に係る固定報酬率は、税引前で6.125%である。

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）④（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。

公共配電網使用料金（TURPE配電料金）

Enedisの売上高の90%超は、電力送電事業からの収益によるものである。公共送配電網使用料金（TURPE）の水準および構成は、CREが、適格な電力網事業者が負担する全費用を賄うために、透明かつ公平な方法により定めている。

2016年11月17日、CREは新たにTURPE 5 HVA/LVを設定した。この新たな料金は、2017年8月1日に発効し、当初約4年間適用され、2018年から2020年まで毎年8月1日にインフレーションに連動して引き上げられること（収益および費用の是正により生じる修正を除く。）が規定されている。

エネルギー担当大臣は、2か月の任期を残し、CREのプロジェクトが国家エネルギー政策を考慮に入れていなかったことを考慮し、2017年1月17日付の官報において公布された2017年1月12日付の決定により、新たな決定を求めた。

CREは、2017年1月19日付の新たな決定により、2016年11月17日付の当初の決定を確定させた。両方の決定が2017年1月28日付官報において公表された。

CREは、単一の契約に基づく顧客管理についてEnedisから供給業者に対して支払われるべき報酬（供給業者手数料）に関して、2017年10月26日付決定についての2016年11月17日の審議を終了し、同決定は2017年12月14日付官報において公表された。CREは、従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号がフランス・エネルギー法にもたらした変更、とりわけ、供給業者手数料に関するCRE

の権限に関するものを考慮し、2018年1月25日付官報において公表された2018年1月18日付の新たな決定に、2017年10月26日付決定のすべてを盛り込んだ。

2017年2月2日、Enedisは国務院に対して、TURPE 5 HVA/LVに関する2つの決定を無効にするよう申立てを行った。

また2017年2月3日にEDFも、国務院に対して、これらのCREの決定を無効にするよう申立てを行った。

国務院は、2018年3月9日に下した決定により、投下資本コストを決定するにあたり、対応する資産に「無リスクの利率」が適用されなかった場合に限り、いわゆる「TURPE 2」料金の（未償却部分について）対象となる料金実施期間中において、更新引当金が割り当てられた作業および認可された当局から送電網事業者に対して引き継がれた作業に対して、TURPE 5の審議を取り消した。かかる取消しは、2018年8月1日までは効力が生じない。

国務院の決定に応じて、2018年6月28日にCREは、TURPE 5a HVA/LVおよび2018年8月1日付で行われるその引上げについて決定を下し、2018年7月29日付官報において公表を行った。TURPE 5 HVA/LVのいかなる側面も当該決定によって異議を唱えられるものではなく、TURPE 5aとTURPE 5は、国務院の決定において規定される原則を考慮に入れるか、または法人税率において予想される引上げを考慮に入れるかという点でのみ相違する。

これらの変更は、2018年8月1日の0.06%の引上げ（インフレーションおよび調整項目も考慮に入れた場合には平均で0.21%下落）によって説明される。

新たな料金は、約3年間有効となり、毎年8月1日にインフレーション（調整項目およびより少ない程度ではあるが国務院の決定による最新の会計上の影響を除く。）に連動する。

TURPE 5 HVA/LVに関するEnedisの財務報酬は、（2.5%のRABで支払われる）管理資産報酬と規制株主資本の（4.0%の料率での）報酬の合計額から算出する。

かかる決定は、管理の構成要素を通じて、CREが従前に行った単一の契約に基づく顧客管理費用に関する決定を網羅し、また低圧の電力網に接続されている共同自家消費の新たな料金（個人自家消費の料金に変更はない。）を導入する、CREが従前に行った共同消費に関する2018年6月7日付決定を網羅したものとなっている。

Linkyの規制

Linkyプロジェクトは、メーターの耐用年数（20年）について、2015年から2021年の間に設置されたメーターおよび関連システム専用の規制資産ベース（RAB）を用いて、特定の規制枠組みの対象となっている。

また、2014年7月17日付のCREの決定により、コスト・パフォーマンスおよびシステム・パフォーマンス、目標ならびに期限をより良く満たすために、インセンティブ規制について7.25%の税引前の名目率および3%の追加報奨金が定められ、RABへのリターンは10.25%となった。また、インセンティブ規制によって、リターンを引き下げる（ただし、5.25%の下限を下回らない。）可能性のある罰金が生じるおそれがある。

さらに、顧客の料金に対するLinkyによる影響を中立にするため、延長料金が適用されたが、これは2014年から2022年の期間に係る支払いが、2023年から2030年の期間に行われる見込みであることを意味している。この延長料金には、財務費用の持越しを補う4.6%の補償金が含まれており、2030年までに全額支払われる予定である。

2018年12月31日現在、繰延額は、+950百万ユーロであった（この金額は、2018年12月31日現在において有効な会計基準に従って作成された当グループの同日現在における貸借対照表では計上されていない、ネットワーク利用者に関するEnedisへの債権を示す金額である。）。

④ ガス市場の規制

(i) 欧州の規制

1998年6月22日付指令98/30/ECおよび2003年6月26日付指令2003/55/ECは、ガス市場を競争市場として開放するための主要なステップであった。

天然ガスの域内市場の機能改善を目的とする新しい規則は、2009年7月13日付指令2009/73/ECおよび天然ガスの輸送網へのアクセス条件に関する2009年7月13日付規制（EC）第715/2009号に規定されている。

かかる規制に従い、容量割当メカニズム（CAM）に係るネットワーク法および均衡化に係る規則が、それぞれ2015年11月1日および2015年10月1日に公式に発効した。前者は送電網内の相互接続地点の容量を、第1のネットワークの発電容量および第2のネットワークの受入容量の一括売却ならびにオークションを通じた相互接続容量の売却により商業化することを要求している。かかる前者の法律は、2017年3月16日付規制（EU）第2017/459号による新たな法律によって置き換わった。後者の目的は、送電網に関する均衡化に係る規則の調和である。

これらの法律は、2017年3月16日付規制（EU）第2017/460号によるガス配給の料金体系の標準化に関するネットワーク法によって完成した。

(ii) フランスの規制：エネルギー法

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の指令2009/73/ECは、フランス・エネルギー法の規制部分を体系化した2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス法に移行された。フランス・エネルギー法は、2011年6月1日に発効した。

天然ガス・ネットワークへのアクセス

フランス・エネルギー法は、施設を運営する事業者との契約に規定される条件の下で、顧客、供給業者およびそれらの代理店が、天然ガスの輸送配給施設およびLNG施設へのアクセス権を有することを規定している。

天然ガス網事業者は、いかなる方法によっても、顧客間または顧客の種類ごとで差別をしてはならない。

顧客

2007年7月1日以降、すべての顧客は自由に供給業者を選択することができる。

フランス・エネルギー法第L.445-4条の規定に従い、1年当たり30,000kWhより少ない電力を消費する住宅用顧客および非住宅用顧客は、申請に応じて、無条件に規制料金の恩恵を受けることができる。電力の特別な「基本必須」料金の資格を有する住宅用顧客は、消費の一部に対して、天然ガスの供給に適用される特別連帯料金から恩恵を受けることができる。かかる特別料金は、漸進的に「エネルギー・パウチャー」制度に置き換えられる。

電力使用量が1年当たり30,000kWhを超える顧客は、フランス・エネルギー法第L.445-4条の第2段落に従い、対象となる施設において市場基準提案が認められない限り、当該施設のガスの規制販売料金のみ恩恵しか受けることができない。

1年当たり30,000kWh超を購入し、依然としてフランス・エネルギー法第L.445-3条に規定される天然ガスの販売に関する規制料金から利益を得ている非住宅用最終顧客は、もはや当該料金の資格を有していない。

- ・送電網につながっている非住宅用顧客については、2014年6月18日から。
- ・1年当たりの消費量が200,000kWhを超えた非住宅用顧客については、2014年12月31日から。
- ・1年当たりの消費量が30,000kWhを超えた非住宅用顧客については、2015年12月31日から。

消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条では、電力供給の継続性を確保するために、2015年12月31日より前に選択した供給業者との間で新たな契約を結んでいない顧客が、最大6か月に及ぶ移行期間中に従来の供給業者との間の契約からの恩恵を受け続けられるように、6か月の移行期間が設けられたが、かかる期間の終了（2016年6月30日）後に供給は行われない。かかる期間中、顧客は、当該契約を損害賠償なしにいつでも終了する機会を有する。供給業者は、対象となる顧客に対して、移行契約の条件を、当該契約が自動的に終了する3か月前および1か月前に、書面により通知する義務を負っている。2016年2月10日付政令第2016-129号により、2016年7月1日以降、ガスおよび電力の継続的な供給を確保するシステムが導入された。2016年6月30日時点で市場基準提案に申し込んでいない顧客は、CREの2016年5月4日付決定に基づき、競争入札手続後に指定された供給業者から提案された新たな契約の条件を承諾したものとみなされる。2016年11月、CREは、2016年5月に割り当てられなかったロット、新たに対象となった施設および新たに対象となった消費施設のために、新たな新規の入札を行った。かかる入札により、ガス供給契約に係る1つのロットを獲得することができた。

2017年7月19日付決定により、国務院は、天然ガスの規制販売料金に関する2013年5月16日付命令を廃止した。これは、当該料金を維持することが欧州連合法に反するという根拠に基づいている。実際に天然ガスの規制販売料金は指令2009/73/ECに規定されている条件を充足するものではなく、とりわけ、一般的な経済利益の目的を追求したものではない。ただし、前述の決定は争点となっている命令を廃止したに過ぎず、2016年1月1日以降に有効となっている天然ガスの規制販売料金に関するエネルギー法の規制条項を廃止するものではない。このことから、首相がかかる条項を無効にしない限り、天然ガスの規制販売料金は維持される。

PACTE経済改革法案は、規制されたガスおよび電力の販売料金を欧州連合法に沿ったものにするために、法律の発布から6か月以内に命令を出すことによって法律の範囲内においてあらゆる措置を講じ、それらの措置を、影響を受ける有効な契約に対して、前述の料金の取消しおよび（場合によっては）その日付時点において代わりとなる市場料金の設定について規定する当該契約の条件に従い適用する権限を政府に対して付与することを目的としている。規制電力販売料金の契約は、2023年7月1日に終了する予定であった。

しかしながら、フランス憲法院による2019年5月16日付決定第2019-781号DCによって、PACTE経済改革法案に含まれる上記の規定は違憲だという判断が下され、エネルギー・気候法の新たな草案に組み込まれた。本書提出日現在、かかる草案はフランス議会において討議されている。

政府は、最終顧客への継続的な供給を確保することを目的として、天然ガス供給業者を有さない国内の顧客に対する最終手段としての供給を行い、事業を行うことができないかまたは禁じられている供給業者の代わりに非常時の供給を行うために、命令を出すことによって、さらなる措置を講じる権限を与えられる。

供給業者

フランス・エネルギー法第L.443-4条は、供給業者を（i）欧州連合の加盟国の領域または国際協定に従った他の国の領域に本拠を設立し、かつ（ii）エネルギー担当大臣が発行した免許を保有する者をいうと規定している。

EDFは、2004年9月14日付産業担当副大臣の命令により、一般的利益に関するサービスを提供しない非住宅用顧客に対して、また2005年8月9日付命令により、一般的利益に関するサービスを提供する非住宅用顧客ならびに天然ガス配給業者および供給業者に対して、また2007年6月15日付命令により、住宅用顧客に対して、それぞれ天然ガスを供給する許可を得ている。

EDFは、顧客に対して市場基準価格でのみ供給を行う。規制販売料金は、ガス供給の任務を負うEngieおよびLDCによってのみ、提案可能である。

地下貯蔵および天然ガス貯蔵施設への第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.421-4条は、11月1日から3月31日までの期間、住宅用顧客および一般的利益に関するサービスを提供するその他の顧客、または、ガス供給の中断を契約において受け入れなかったその他の顧客に対して、供給を行う直接または間接の契約上の義務を遵守するため、すべての供給業者に、毎年10月31日に、代理店を通じて（直接か間接かを問わない。）、フランスにおける天然ガスの十分な在庫を保有することを要求している。

フランス・エネルギー法の第R.421-1条以下は、天然ガスの地下貯蔵施設に適用される法的枠組みを規定している。

2017年7月31日付命令は、天然ガスの供給業者が在庫および貯蔵容量を申告かつ保有する義務を履行する際のその他の調整手段を考慮した条件を定めている。

2017年12月30日に官報に掲載された、従来型および非従来型の炭化水素の研究および使用を終了させ、エネルギーおよび環境に関連する様々な規定を採用した2017年12月30日付法律第2017-1839号により、供給の確保に必要な天然ガスの地下貯蔵施設へのアクセスに関する規則が改定された。かかる改定は、アクセスに関する規制上の枠組みを確立させるために行われ、これらの施設の事業者が負担する費用の補填を、天然ガス輸送網使用料金を通じて保証する。供給業者は、CREの定める条件に従い、入札制度を通じた貯蔵容量の申込みに参加することができる。したがって、フランス・エネルギー法第L.421-4条に規定されている、供給業者による天然ガスの在庫保有義務は廃止された。

天然ガスの地下貯蔵へのアクセスに関するフランス・エネルギー法の規制の条項は、2017年12月30日付法律第2017-1839号により導入される法律の変更を考慮に入れるために、フランス・エネルギー法第L.421-6条において言及される天然ガスの在庫の追加的な備蓄に関する2018年3月30日付命令第2018-221号およびフランス・エネルギー法における天然ガス分野の規制に関する様々な規定を改正する2018年4月18日付命令第2018-276号によって改正された。

フランス・エネルギー法第D.421-12条を適用する際に、欧州連合の他の加盟国から賃借している貯蔵容量を考慮に入れることを定めた2018年5月9日付決定によって、2017年7月31日付命令が廃止された。

最後に、CREは、2018年2月22日付で発行された(i)天然ガスの地下貯蔵インフラの使用料金、(ii)貯蔵容量の売却条件ならびに(iii)貯蔵容量入札の後、天然ガス送電網の使用料金における貯蔵料金の支払額を設定するCREによる2018年3月27日付決定によって追加された、GRTgazおよびTIGFの送電網の使用料金における貯蔵料金の支払いの導入に関する3つの決定を通じて、天然ガスの貯蔵に関する改革を実施した。

監督および違約金

フランス・エネルギー法は、経済担当大臣、エネルギー担当大臣およびCREに対して、ガス市場を監督する権限を付与している。また、エネルギー担当大臣は、違約金を課すこと、または天然ガスを供給する許可を取り消すこともしくは停止することができる。CREは、フランス・エネルギー法の規定に違反する行為が行われたかに関して調査を実施することができる(フランス・エネルギー法第L.135-13条)。

⑤ フランスにおける公共配電委託

委託に適用されるフランスの法制度

フランス・エネルギー法第L.121-4条以下および第L.322-1条以下ならびにフランス地方自治体法第L.2224-31条に従って、公共配電が公共サービス委託制度の下で行われている。かかる法制度に従い、委託機関は、委託機関および事業者のそれぞれの権利義務を規定する委託契約および一般規定を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関は、複数の地方自治体が協力して組織する公共の機関であることが最も多いが、県間協力によるものが一般的になりつつある。

共同体指令に従って行われた供給事業と配電事業の分離により、公共サービスの2つの区別された任務が認識されるようになった。一方の任務は、独占サービス地域において、EDFおよびLDCに委ねられている規制料金による供給の任務であり、他方の任務は、それぞれのサービス分野においてはEnedisおよびLDCに委ねられ、大陸都市電力網に相互接続されていない地域においてはEDFに委ねられている、公共配電網の開発および運営の任務である。

フランス・エネルギー法第L.334-3条によれば、新規委託契約の締結および修正ならびに既存の委託契約の更新は、3つの当事者、すなわち委託機関、配電網事業者(公共配電網の運営に関する条項について)およびEDF(または地理的地域権限を有するLDC)(規制料金での供給について)により、締結されなければならないと規定している。現在有効なその他の委託契約は、これら3つの当事者が共同で締結したとみなされている。

2014年2月26日付共同体指令2014/23/EUを国内法に置き換えた、委託契約に関する2016年1月29日付政令第2016-65号および2016年2月1日付施行令第2016-86号に従って、規制料金による公共配電網の運営および電力供給に関する委託契約は、公開せずに、また競争入札手続を経ずに、双方の合意をもって締結された。

ELAN法案は、電力網へのアクセスおよび接続に関するフランス・エネルギー法の条項に、上昇配電線に関する第5章を追加する。法律が公布した後に稼働する上昇配電線は、公共配電網に帰属することとなる。法律が公布される前の上昇配電線は、法律が公布されてから2年以内に、公共配電網に統合されなければならない。上昇配電線の所有者および共同所有者は、上昇配電線の統合を前もって申請することができ、また配電線の所有権を保持することもできる。

委託機関の権利

委託機関の権利に関する詳細は、本書の「第2 3 (2) ④ (ii) (ロ) 配電事業」を参照。

⑥ フランスにおいて環境、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。

(i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制

環境に関する規制

環境問題への市民参画

公的機関による、環境に影響を及ぼす規制上の決定および個別の決定の準備過程における市民参画に関しては、フランス環境法第L.120-1条以下に一般的な枠組みが規定されている。専門的規制により定められた個別規定がない場合は、これらの規定が適用される。

この法的枠組みは、環境に影響を及ぼす可能性のある一定の決定に関する情報公開およびかかる決定への参画を保証するための手続を改革した2016年8月3日付政令第2016-1060号の採択に伴い最近変更され、2017年4月25日付命令第2017-626号によって完成した。成長、事業および機会の均等についての2015年8月6日付法律第2015-990号（「マクロン法」として知られる。）に基づき採択されたかかる命令は、(i)市民参画の目標および参画した者の権利を定義するフランス環境法の序章として採り入れられ、(ii)意思決定プロセスに先立つ協議手順を拡大し、かつ(iii)終了段階における協議手順を近代化させた。

環境責任法（LRE法）

フランス環境法第L.160-1条から第L.165-2条に統合された環境賠償責任に関する2008年8月1日付法律（LRE）の目的は、一定の深刻度に達した水、土壌および生物多様性に対する環境破壊の防止ならびに改善を促進することである。かかる改善は、環境的観点からのみ行われるものであり、自然環境が以前の状態または以前と同程度の状態に回復されるようにしなければならない。

均衡のとれた水資源管理

2000年10月23日付水枠組み指令は、共同体の水政策の基礎である。当該指令は、主要な各河川流域の水の管理および保護の枠組みを定め、地表水の水質の維持および修復の目標（具体的には、2015年までに生態学的および／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。

EUの水枠組み指令は、2019年までにその効力が生じた後19年以内に、欧州委員会による再調査に関する規定を設ける。

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。

生物多様性、自然および景観の再生に関する2016年8月8日付法律第2016-1087号は、生物の多様性の保護状況を改善させた。生物多様性に関する法律の主要な規定には、フランス環境法に記載される新たな指針（環境法を後退させない方針、生物多様性の保護方針および生物多様性の「純損失ゼロ」の目標）が盛り込まれている。かかる法律により、フランス生物多様性庁（AFB）を含む生物多様性の保護を目的とした新たな機関が創設された。またかかる法律により、環境害に対する補償について、フランス民法に新たな規則が盛り込まれた。

単一の環境の許認可

（フランス環境法第L.181-1条および第R.181-1条以下において成文化されている）環境の許認可に関する2017年1月26日付政令第2017-80号ならびに2017年1月26日付命令第2017-81号および第2017-82号は、2017年1月27日付のフランスの官報にて公布された。環境の許認可に関する2017年1月26日付政令第2017-80号は、2014年3月以降に導入されている許認可手続を一本化する試みを継続することを目的としている。かかる命令は、単一の環境許認可システムを最終的にフランス環境法に組み込む。この包括的な許認可システムにより、許認可取得の申込みに関して協調的な評価を行い、特定のプロジェクトに関して政府が行う必要のあるすべての決定を単一の書面によって発行することが可能になった（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）。EDFのプロジェクトには、単一の許認可手続が適用される可能性が高い。

内部告発者

2016年11月8日、フランス議会は透明性、汚職との闘いおよび経済生活の近代化に関する法案ならびに権利擁護当局による内部告発者の指針および保護に関する憲法改正案を最終的に可決した。

2016年12月9日付法律第2016-1691号には、重罪もしくは犯罪、法規制により規定される義務の深刻かつあからさまな違反または公益に対する深刻な脅威もしくは危害について、自ら誠意を持って暴露または報告する個人として定義される内部告発者を保護するための規則が含まれる。法律により規定される規則は、起こり得る刑事手続または懲戒手続から内部告発者を保護し、また社内で使用される内部告発に関する一連の規則を規定することを目的としている。

この枠組みは、同一のグループ内に属するすべての会社に共通の報告手続を規定し、手続の機密性を保証する2017年4月19日付命令第2017-564号の規定によって完成した。

2018年4月17日に欧州委員会は、欧州連合法に対する違反を報告する者の保護に関する指令案を発表したが、文書に関する議論および採択の予定表は設定されていない。

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条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、または国务院との協議後に公布された命令（2017年5月6日付命令第2017-888号）において定義される条件に従い認定される協会を通じて提起することができ、その目的には、これらの内規によれば、身体傷害の被害者の抗弁またはメンバーの経済的利益の抗弁が含まれる。

2018年4月11日に欧州委員会は、消費者の集団的利益を保護するための代表訴訟に関する指令案を公表し、当該指令案は指令2009/22/ECを廃止するものである。文書は、まだ欧州の機関内で議論されていない。

事業の社会・環境報告義務（RSE）

フランス商法第L.225-102-1条および第R.225-104条は、自社の事業が社会および環境に与える影響に関してEDFグループがどのように考慮しているかについての情報ならびに持続可能な開発に係る社会的義務についての情報をEDFの経営報告書に開示するよう求めている（CSR報告）。

2017年7月19日付命令および2017年8月9日付施行令によってフランス法に置き換わった2014年10月22日付指令2014/95/EUに従い、2018事業年度において前述のCSR報告は、（適用する場合）連結範囲に含まれるすべての会社を対象とした、非財務実績報告書による経営報告書の公表によって置き換わった。

さらに、親会社および下請業者への注意義務に関する2017年3月27日付法律は、（その所在地がフランスの国内であるか国外であるかを問わず）会社、その子会社、下請業者および供給業者の業務から生じる人権、基本的自由、深刻な身体的損傷または環境への損害および健康リスクを特定し、防止するための合理的なデュー・デリジェンス対策を伴う計画の策定および導入を規定している。

PCBおよびPCT

当グループは、当グループが事業を行っている様々な国、とりわけ欧州において、ポリ塩化ビフェニル（PCB）およびポリ塩化テルフェニール（PCT）に関する規制に服する。

1996年9月16日付欧州指令96/59/ECは、PCBおよびPCTの汚染除去および漸次処理に関する国内計画とともに、これらの物質を500ppm超含む装置の一覧表の作成を要求しており、これらの物質は主に、特定の変電器およびコンデンサーに含まれる。これらの物質を含む装置の汚染除去は、遅くとも2010年12月31日までに完了する予定であった。EDFは、特別処理計画を立案し、かかる目標を達成した。

EDFは、2013年4月10日付命令第2013-301号に基づき、汚染レベルが50ppmから500ppmの装置については清掃および汚染除去の義務を負うが、150超の装置を所有することから、環境担当大臣の命令により承認された「特別計画」の恩恵を受ける可能性がある。この計画では、少なくとも、2020年1月1日までにかかる装置の半分について、また2025年12月31日までに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）、2015年8月17日付法律第2015-992号、2015年12月2日付法律第2015-1567号、ならびに2012年12月3日付命令第2012-1343号、2014年2月25日付命令第2014-220号、2015年8月17日付命令第2015-995号および2016年6月28日付命令第1016-849号により改正された。2013年1月1日以降、電力分野における原則は、2010年11月12日付規則（EU）第1031/2010/EC号に定義される原則に基づく入札割当てである。かかる日付以降、EDFは、自身の排出枠を100%購入しなければならない。

欧州議会および欧州理事会は、欧州市場におけるGHGの割当価格を維持するため、2015年10月6日付決定（EU）第2015/1814号において、市場から余剰割当分を排除することが可能になる「市場安定化リザーブ」の創設を決定した。このメカニズムは、2019年1月1日に施行される予定である。さらに、2020年以降について、メカニズムの構造的改革が欧州レベルで現在進められている。

GHG報告

フランス環境法第L.229-25条および第R.229-46条以下（それぞれ、政令第2015-1737号、2016年8月8日付法律第2016-1087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。

エネルギー効率化

エネルギー効率化指令

2012年10月25日、欧州連合はエネルギー効率化に関する指令（2012/27/EU）を採択した。国内法化の期限が2014年6月5日であったかかる指令の目的は、欧州連合が2020年までに20%の省エネ目標を達成できるようにすることである。かかる目標を念頭に置き、当該指令はエネルギー効率化サービスに関する欧州の規制（2006/32/EC）およびコージェネレーション（2004/8/EC）の規定を強化した。

2012年10月25日付指令は、EDFグループの事業に影響を与える可能性があるいくつかの規定を含んでおり、その中で最も顕著なものは、加盟国が2014年から2020年の期間中、毎年、エネルギー売上高における年間合計削減量の1.5%に当たる省エネ目標を達成する義務を負うことであり、配電事業者および／または電力供給業者は売上高を減少させざるを得なくなる可能性がある。また、当該指令は、顧客への消費情報の提供、エネルギー・サービスの促進、冷熱生産および電力の送配電の効率の考慮に関する規定も含む。

欧州連合の2018年6月19日付官報において公表された、建物のエネルギー・パフォーマンスに関する指令2010/31/EUおよびエネルギー効率に関する指令2012/27/EUを修正する2018年5月30日付指令（EU）2018/844は、現行の規定を強化し、欧州委員会の「クリーン・エネルギー・パッケージ」に基づいていくつかの側面を簡素化するものである。かかる指令は、2020年3月10日までに加盟国によって法律に置き換えられなければならない。

エネルギー監査

フランス・エネルギー法第L.233-1条以下（当該指令の第8-4条をフランス法に組み入れる2013年7月16日付法律第2013-619号から派生）は、大規模企業に対して、遅くとも2015年12月5日までに（またその後は4年ごとに）フランスにおける事業活動のエネルギー監査を行うことを義務付けている。対象となる企業の基準、監査の範囲およびエネルギー監査人が充足すべき条件は、フランス・エネルギー法第R.233-1条および第R.233-2条ならびに第D.233-3条から第D.233-9条に規定され、またエネルギー監査の適用条件に係る2014年11月24日付命令によって補完されている。ISO 50001に準拠する公認エネルギー管理システムを利用する企業は、一定の条件において、この義務を免除されることができる。EDFは、当該規制に従って、監査報告書の要約を管理当局に送付した。

省エネ証書

国内レベルでは、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書（CEE）メカニズムにおいて、電力供給業者は省エネ義務を課されている。かかるメカニズムにより、販売量に基づく省エネ達成義務を負う個人（義務負担者）の間で配分される3年計画の目標が規定される。当該期間末において、義務負担者は、省エネ活動の実施（直接的もしくは間接的）または全国証明書登録簿（エミー登録）を通じた他の義務負担者もしくは「適格」経済事業者からのクレジットの購入のいずれかによって獲得した、達成義務が課された省エネ相当量の省エネ証書を提示しなければならない、違反した場合は罰則が課される。

メカニズムの第3期は、2015年1月1日に始まり、2017年12月31日に終了した。第3期の発表された省エネ目標は、700TWhp（すなわち1年当たり233.4TWhp）であった。2014年12月29日付命令第2014-1668号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および2014年12月に発行された省エネ義務履行のための複数の施行令により、かかる新たな期におけるCEEの発行のための条件が決定された。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、エネルギーが不安定な状況にある世帯のための省エネに関して従前から規定されていた義務に追加の制度を組み込み、第3期におけるCEE制度を改正した。2015年12月30日付命令第2015-1825号（現在のフランス・エネルギー法第R.221-1条以下）および同日付の複数の省令により、エネルギーが不安定な状況にある世帯のために具体的に設定された省エネ目標を達成するための規則が明確化された。エネルギー供給業者に対するこの具体的な義務の水準は、2016年から2017年について150TWhpに設定された。

第4期は、2018年1月1日に始まり、2020年12月31日に終了する予定である。

（フランス・エネルギー法第R.221-1条以下において成文化される）省エネ証書に関する2017年5月2日付命令第2017-690号は、第4期の省エネ証書の実施方法を規定するものである。かかる規定では、2018年から2020年までに係る義務の合計水準の目標を、標準で1,200TWhp、エネルギー貧困の状況にある世帯については追加で400TWhpと設定している。これは第3期と比較して、2倍の水準となっている。

（フランス・エネルギー法第R.221-1条以下において成文化される）2017年12月29日付命令第2017-1848号では、援助プログラムの上限を、200十億kWhの更新された最終使用電力総容量に設定している。

登録自然区域および指定区域（埋設線）

EDFグループはまた、指定区域およびフランス環境法第L.341-1条から第L.341-22条および第R.341-1条からR.341-31条に規定される登録区域の規制に従わなければならない。

かかる規制の目的は、自然遺産の保護および景観、芸術、歴史、科学、民族または景勝の観点から一般市民の関心が高い敷地を保護することである。「指定」は、他に類を見ない敷地に対して用いられ、幅広く保護の対象になるのに対し、「登録」は、規則の枠組みも緩和され、より制限的でない敷地に対して提案される。

フランス環境法に従い、指定区域における新たな送電線は、埋設されなければならない。この登録および指定は、施設の日常運用にも影響する可能性がある（複数の区域で同時に施設が視認できる場合および政府の建造物監視官による意見（*architecte des Bâtiments de France*）を取得する義務等）。

健康、衛生および安全性に適用される規制

アスベスト

フランスでは、規制により、建物内のアスベスト含有資材の特定が特に義務付けられており、必要な場合には、対策の監視またはアスベストの除去作業も行わなければならない。また、EDFはアスベスト粉塵の吸入に晒される可能性がある従業員に情報を提供し、保護する規制上の義務を有する。

レジオネラ菌

EDFは、環境保護指定施設（ICPE）および基礎原子力施設（BNF）に関する規制（病原性微生物（レジオネラ菌およびアメーバ）の拡散から生じるリスクを回避することを目的とした原子力安全当局による2016年12月6日付決定第2016-DC-0578号を含む。）に服する、特に発電事業を行うのに使用する冷却塔を運転している。EDFは、その他の義務の中でもとりわけ冷却塔内のレジオネラ菌の増殖リスクの系統的分析を実施し、清掃および消毒といった予防保全策を実施しなくてはならない。EDFはまた、関連施設の種類に応じて、月に1回または2回、分析を行わなければならない。

ナノ粒子物質

2013年1月1日以降、フランス環境法第L.523-1条以下および第R.523-12条以下により、フランスにおいて生成、流通、または輸入されたナノ粒子物質またはナノマテリアルの量および使用に関する報告が義務付けられた。かかる物質に関する情報は、一般に公開され、監視当局が入手可能でなければならない。申告すべき情報および申告を統制する規則については2012年8月6日付命令において規定された。EDFは、ナノ粒子物質を使用しているため、かかる規定の影響を受ける可能性が高い。

電磁場（EMF）暴露

グルネル第二法に従い、2011年12月1日付命令第2011-1697号は、送電線によって引き起こされるEMFに関する定期的な検査の実施を公共送電網業者に義務付けている。

電磁波の暴露に関する節度、透明性、情報および協議に関する2015年2月9日付法律第2015-136号は、電磁場の発生する備品を住宅用敷地内に設置する者に対する情報提供義務を導入した。今後EDFグループの企業のいくつかはかかる義務の対象となる可能性がある。

化学物質

化学物質の登録、審査および許認可に関する規則（EC）第1907/2006号は、「REACH」として知られ、2007年6月1日から効力を発生し、EDFは、化学物質の使用者としてだけでなく、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。

廃棄物

2015年12月に初めて提示された欧州委員会のサーキュラー・エコノミー・パッケージが採択された。当該パッケージは、(i)廃車に関する指令2000/53/EC、電池および蓄電池ならびに電池および蓄電池の廃棄物に関する指令2006/66/ECならびに電気機器および電子機器の廃棄物に関する指令2012/19/EUを改正する欧州議会および欧州理事会の2018年5月30日付指令（EU）2018/849、(ii)廃棄物埋立地に関する指令1999/31/ECを改正する欧州議会および欧州理事会の2018年5月30日付指令（EU）2018/850、(iii)廃棄物に関する指令2008/98/ECを改正する欧州議会および欧州理事会の2018年5月30日付指令（EU）2018/851、ならびに(iv)包装および包装廃棄物に関する指令94/62/ECを改正する欧州議会および欧州理事会の2018年5月30日付指令（EU）2018/852の4つのパッケージから構成される。サーキュラー・エコノミー・パッケージは、廃棄物管理の規則を強化および確立し、商品のライフサイクル全体を考慮に入れることを目指している。かかる指令は、2020年7月5日までに加盟国によって法律に置き換えられなければならない。

衛生および環境

衛生および環境ならびに内部告発者保護の分野に関する専門家の見解の独立性に関する2013年4月16日付法律第2013-316号は、事業の公衆衛生および環境分野における通報手続に関する認識を確認し、この手続の利用規則を規定している。また、この法律において、内部告発者の保護制度が体系化され、公衆衛生および環境に関する職業倫理・通報全国委員会（CNDASE）が設立された。複数の命令が、かかるシステムの導入について規定している（2014年3月11日付命令第2014-324号ならびに2014年12月26日付命令第2014-1629号および第2014-1628号）。

(ii) EDFの施設および当グループ事業に適用される規制

(イ) 環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制

関連する施設および主要な義務

EDFグループがフランスで運営しているいくつかの施設、特に化石燃料火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に関する法律に服する。かかる法律は、フランス環境法に統合されている。かかる施設は、環境または公衆衛生に与える危険または不利益の程度により、事前申告、簡易許認可（「登録」として知られる。）または許認可に服する。

ICPE規制により、施設が稼働停止になった場合、土地の利用見込みに応じて、敷地の回復が義務付けられている。また、フランス環境法第L.516-1条に従い、許認可（セベソ施設も含む。）および登録の対象となる一部のICPEには財務保証の付与が必要となる。財務保証の基準および額は施設によって異なる。かかる財務保証は、閉鎖前後に事故が発生した場合に講じなければならない措置ならびに閉鎖後の監視、安全作業、修復作業のための資金調達の担保提供を目的としている。かかる保証は、実施する業務による損失または損害を被る可能性がある第三者に対し事業者が負担すべき補償を賄うものではない。

かかる保証の設定義務に関連するICPEの一覧表ならびにかかる財務保証の算定および設定に関する規則は、2012年5月31日付命令（2015年2月12日付命令により改正）および2012年7月31日付命令によって規定される。2014年2月5日付命令は、民間保証基金の仲介で保証を設定する際の枠組みに関する規則を規定している。EDFグループは、かかる新たな要件に関連する施設を運営している。2015年10月7日付命令第2015-1250号により、保証が必要とされる基準が75,000ユーロから100,000ユーロへと引き上げられた（フランス環境法第R.516-1条）。また、当該命令により、フランス預金供託公庫に収納される追加の財務

保証が規定され、また保証の実行事由を統制する規則が、特に裁判所命令による清算手続の開始後直ちに実行可能になる点で改正された。

2017年1月26日付の政令第2017-80号ならびに命令第2017-81号および命令第2017-82号において定められる条件に従い、2017年3月1日に、環境の許認可に関する改革が有効となった。同日、ICPEの許認可に服するプロジェクトまたは水法に基づく施設、構造、作業および業務（IOTA）については、2つの手続が環境の許認可に統合された。かかる新たなスキームでは、フランス環境法第I編の範囲内において、「環境の許認可」と題する別の項目を構成し、第L.181-1条から第L.181-31および第R.181-1条から第R.181-56によって構成される「行政上の手続」と題する新規の第VIII章が組み込まれることとなった。

セベソ施設

2015年6月1日以降、「セベソ」ICPEは、セベソ2指令（96/82/EC）に代わり、セベソ3指令（2012年7月4日付（2012/18））の規定によって統制される。セベソ3指令の効力発生により、セベソ2指令では適用のなかった危険な商品の使用（2008年12月16日付CLP規制の下）がセベソ規制の適用範囲に組み込まれた。

セベソ3指令には、国民の安全性に関する情報へのアクセス、意思決定プロセスへの関与および司法アクセスならびに情報の収集方法、管理方法、入手方法および共有方法の改善に関するより厳格な一連の規定が含まれる。セベソ3指令は、より厳格な検査基準についても規定している。2013年7月16日付法律第2013-619号は、環境法（第L.515-15条以下）にセベソ施設に関して特有のセクションを組み込むことにより、当該指令の法的部分をフランス法に国内法化した。2014年3月3日付の命令第2014-285号および命令第2014-284号ならびに2014年5月26日付命令により完成された当該規定は、2015年6月1日に効力が発生した。

2015年10月7日付命令第2015-1250号により、「セベソ」ICPEに適用される財務保証の設定方法を統制する規則が、特に複数の施設の事業者による当該保証の共同出資を可能にする点で改正された。「フランス・エネルギー法第R.516-2-I条に規定される財務保証の算定の規則および設定の条件を定める」2018年9月24日付決定は、2019年1月1日以降における財務保証の設定条件および共同出資される保証の算定方法を規定する。

「IED」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設備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、該当する燃焼設備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、2018年12月20日まで、20MW以上の出力定格を有する燃焼設備に関する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。その日以降、2781-1型、2910型、2931型および3110型の燃焼設備には、5つの2018年8月3日付命令により定められる当該規定が適用される。最後に、欧州議会の指令2010/75/EU別紙Iにおいて言及される施設のフランス環境法の規則および産業廃棄物に関する国務院による2010年11月24日付の規則を改定する2017年5月9日付命令第2017-849号は、行政上の手続（審査書類の内容を含む。）を簡素化し、IED指令の実施がより実用化された。

(ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制

EDFおよびFramatome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、フランス環境法およびその施行規則、とりわけ基礎原子力施設の修繕、最終的な操業停止および廃炉ならびに業務委託に関する2016年6月28日付命令第2016-846号により改正された2007年11月2日付命令第2007-1557号、ならびに基礎原子力施設の一般的な規則を定めた改正済みの2012年2月7日付命令（BNF命令）に統合された。これらの規定では、基礎原子力施設（BNF）に適用される改正済みの法体制が定められている。当該法律は、2016年2月10日付命令第2016-128号（原子力に関する様々な事項に係る規定を含み、特に、原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改定した2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomならびに使用済燃料および放射性廃棄物の安

全かつ責任ある管理に関する共同体枠組みを定めた2011年7月19日付指令2011/70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ASN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（ASN）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、ASN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、かかる命令は基本的な要件について規定している。BNFの稼働開始に関する許認可は、公聴会の後にASN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、ASN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。

ASN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、ASN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、技術的な性質を持つ規制決定を行う権限を有している。かかる決定は、関連担当大臣の承認に服する。前述のBNF命令が公表されて以来、現在作成段階にある約30の決定のうち、20を超える決定が既に公表され承認されているが、その他は作成段階にある。

2016年6月付命令は、命令を必要とする大幅な変更と、ASNによって設けられる基準に基づき申請および承認を必要とする重要な変更を区別することにより、BNFへの改正に関する規制の見直しを行った。ASNは、2017年11月30日付決定において、重要な変更（基準、条件および内部統制）に適用される規則に追加を行い、内部承認システムを廃止した。新たな規制は、2019年7月1日までに効力が生じる予定である。

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、ASNおよび監督機関に対し、事業者から可及的速やかに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年の懲役または30,000ユーロの罰金が科される等、法律上または規制上の義務を遵守しないBNFの事業者を処罰するための刑事罰の規定が創設された。

2014年7月、欧州連合の理事会は、2014年7月8日付指令2014/87/Euratom（原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改正）を採択したことに留意が必要である。

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、地域情報委員会（CLI）の役割が強化されており、当該情報委員会による動議権限の範囲にあるすべての事項について審議することができ、特定の介入計画が修正される場合には当該情報委員会との協議が義務付けられ、また国際原子力事象評価尺度（INES）のレベル1以上に分類される事象が発生した場合にはCLI委員長の要請によりBNFを調査すること等ができる。

さらに、特にASN内に、国務院の議員およびフランス破産院の顧問からなり、10百万ユーロ以下の行政上の罰金を科すことのできる制裁委員会を設置することにより、ASNの行政上の制裁権限が強化された。

原子力施設の廃炉

BNFの廃炉は、公的な調査が行われ、ASNの意見書が発行された後に発せられる首相の命令により規定される。かかる命令は、廃炉の段階、継続期間および目標とする最終的状況について明記する。ひとたび廃炉が完了すると、事業者は、ASNに対し、指定解除申請を提出しなければならない、ASNがその申請を受理した後は、施設のBNFとしての地位は喪失する。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律（特に、現在のフランス環境法第L.593-25条）は、経済上許容される範囲内でありかつフランス公衆衛生法第L.1333-2条およびフランス環境法第L.110-1条第Ⅱ項に規定される原則に準拠していることを条件として、EDFが2000年代初頭から実践してきた、最終的な操業停止後「可能な限り短い」期間で廃炉を行わなければならないという方針を、法的観点から裏付けた。さらに、前述の法律は、予定された操業停止日より2年以上前に、かかる施設の操業停止を申告する義務を事業者に課す追加の行政上の手続を規定する。

「手続に係る命令」として知られる2007年11月2日付命令は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法から派生する規定（特に操業停止申告および廃炉申請提出の内容）を施行することにより、基礎原子力施設の改良、最終的な操業停止および廃炉ならびに業務委託に関する2016年6月28日付命令第2016-846号によって改正された。

放射性廃棄物

EDFの事業は、放射性廃棄物の持続可能な管理に関するフランスの規制に服する。EDFは、その事業から生じる放射性廃棄物に対して責任を負う。フランスでは、放射性廃棄物管理の研究に関する1991年12月30日付法律第91-1381号により設立された産業商業公的機関である放射性廃棄物管理庁（ANDRA）により放射性廃棄物は管理されている。

フランスにおける放射性廃棄物の管理方法は、当該廃棄物の放射線の程度および残留期間に依拠する（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。2006年6月28日付法律（現在のフランス環境法第L.542-1条以下）は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、フランス環境法第L.594-1条以下に統合されたBNFの廃炉費用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の勘定手続が行われなければならない。かかる規定の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督されており、エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびASNに提出され、その写しは法定監査人に送付される。かかる報告書には具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が含まれる。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

原子力問題に関する様々な規定を含む2016年2月10日付政令第2016-128号に置き換わった指令2011/70/Euratomは、一定数の欧州連合加盟国のために、使用済燃料および放射性廃棄物の管理についての共通の基本原則を形成し、いくつかの規定を明確化する。かかる文書は、とりわけ深地層処分を長期の高レベル廃棄物の管理において最も安全で持続可能な選択肢として提示し、任意ベースで、加盟国共有の処理施設を創設する可能性に関して検討するものである。

廃炉および放射性廃棄物の管理事業における資金調達

2006年6月28日付法律（現在のフランス環境法第L.542-1条以下）は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、フランス環境法第L.594-1条以下に統合されたBNFの廃炉費用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の会計手続を使用しなければならない。かかる引当金の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督される。エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびASNに提出され、その写しは法定監査人に送付される。かかる報告書には具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が記載されている。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人々が電離放射線に晒されるリスクがある原子力事業は、防護されるべき個人の分類により、2つの異なる規則によって規制される。かかる放射線に対する市民の基本的防護に関する規制は、フランス公衆衛生法によって統制され、主に、すべての原子力事業を申告、登録または許認可に服させることによってなされる。基礎原子力施設設立のための許認可は、フランス公衆衛生法において義務付けられている許認可の役割を果たす。フランス公衆衛生法第R.1333-11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、前述の2016年2月10日付政令第2016-128号、フランス公衆衛生法、フランス環境法およびフランス国防法の規制に関する項目を改正する2018年6月4日付命令第2018-434号、ならびにフランス労働法を同様に改正する同日付命令第2018-437号によって、フランス法に置き換わった。施行令によって規定が定められる。

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 2（3）⑥原子力施設の操業に対する特別保険」を参照。）。

パリ条約は、いくつかの特長を有する特別責任適用除外制度を創設した。人および財産に対する原子力損害に対する賠償責任は（過失不存在の場合であっても）厳格であり、金額および期間が制限され、原子力発電事業者のみに向けられている。

フランスでは、事業者の賠償責任は、発電所における原子力事故の場合、1件当たり91.5百万ユーロに限定され、輸送中の原子力事故の場合、1件当たり22.9百万ユーロに限定されていた。これらの金額は、下記のグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第130条の施行により、2016年2月18日、それぞれ700百万ユーロおよび70百万ユーロに引き上げられた。

事業者の責任限度額を超えた場合、事故が発生した国は、最高201.4百万ユーロを限度として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、犠牲者に対する補償の責任を負う。かかる金額を超えた場合、ブリュッセル条約を批准している加盟国（フランスを含む。）は共同で、345.3百万ユーロを上限として、補償する。

また、かかる条約では、事業者が資金の利用を保証するために設定された賠償責任限度額を上限とする保険の契約または財務保証を行う義務を有する。経済担当大臣は、フランスの事業者による当該義務の遵守を監視する。EDFは、現行の付保要件を遵守している（「第3 2（3）保険」を参照。）。

パリ条約およびブリュッセル条約を修正する議定書は、2004年2月12日に調印されたが、まだ施行されていない。当該議定書は、より多くの犠牲者および補償の対象となる様々な被害を補償するために、当初の条約よりも利用可能な補償額の大幅な引上げを義務付けている。したがって、事業者の賠償責任は、施設における原子力事故の場合1件当たり少なくとも700百万ユーロであり、輸送中の原子力事故の場合1件当たり70百万ユーロとなる見込みである。かかる損害を引き起こし、事故の賠償責任が生じた事業者の原子力施設がある国は、1.2十億ユーロを上限として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、事業者の支払義務である700百万ユーロを超える額を支払う義務がある。この額を超えた場合、ブリュッセル条約の締約国は、最高1.5十億ユーロまで支払う義務がある。さらに、人的傷害についてのみ、補償請求ができる期間が、当該事故の日より10年間から30年間に変更された。もう1つの重要な変更は、「原子力損害」の詳細な定義の導入であり、これには、経済的な損失、保護対策の費用、破壊された環境の回復措置のための費用および環境への損害から生じた特定のその他の損失が含まれる。ただし、これらの新規定は、パリ条約を修正する議定書の発効、すなわち16の締約国のうち少なくとも3分の2の締約国の批准がなされた場合に限り、その日付現在から適用される。フランスは、両方の議定書の批准を可能にする法律（2006年7月5日付法律第2006-786号）を採択したが、未だに当該批准書を提出していない。

さらに、2014年4月30日、フランスは、ウィーン条約およびパリ条約の適用に関する批准書を提出したことにより、かかる条約はフランスでは2014年7月30日に効力が発生した。かかる共同議定書は、西欧諸国を対象するパリ条約および特に東欧諸国を対象とする原子力損害の民事責任に関する1963年5月21日付のウィーン条約との連携を構築する。かかる共同議定書により、共同議定書に加盟し、2つの条約（パリ条約またはウィーン条約）のうち1つの条約に加盟する関係当事者は、もう一方の条約によって提供される補償による恩恵を受けることが可能となる。

核物質を格納する施設の防護

フランス国防法第L.1333-1条において統制される核物質の防護および管理に関する規制の目的は、施設に貯蔵中または輸送中である核物質の紛失、盗難または不正流用もしくはかかる物質の変質、損傷または散逸計画を発見および阻止することである。

かかる規制は、核物質、原子力施設および原子力輸送の防護および管理に関する2009年9月17日付命令第2009-1120号により完全に改変され、フランス国防法に規定されている。かかる命令の主たる目的は、防護の範囲を核物質から核物質を貯蔵する原子力施設にまで拡大することであった。2011年に公表されたいくつかの命令は、事業者の義務を詳述している。

原子力発電所に関し、許認可がないと保有することのできない核物質を保管する施設の物理的防護に関する2011年6月10日付命令は、悪意ある行為により不履行または被害が発生した際に放射線の影響を与えるおそれがある核物質、原子力設備または原子力機能といった対象からの徹底的な防護に基づいている。したがって、事業者は、6つの区域（例えば、立入制限区域、枢要区域、内部区域等。）で構成されるいくつかの防護ラインを設置しなければならない。2015年9月15日付命令による改正後、2011年6月10日付命令により、フランス国防法第R.1333-4条に規定される安全性研究の評価内容によって、安全目標達成のために実施される対策が不十分であることが判明した場合、危険区域に安全装置を設置することが可能になった。

2011年6月9日付命令により、核物質の物理的監視ならびに核物質の会計状況および事業者の義務に関する制度が構築された。したがって、事業者は、許認可が公布された時点で特定された悪意ある行為からの物理的監視および会計を防護することを保証しなければならない。

今現在はフランス国防法に統合された、核物質を保管する民間施設の保護の拡大に関する2015年6月2日付法律第2015-588号は、これらの施設への不法侵入に対して特別な軽犯罪を設定した。当該規則の施行のため、2015年10月8日付命令第2015-1255号により原子力立入制限区域（ZNAR）が創設され、各施設内での区画分けが義務付けられた。ZNARへの不法侵入は、1年の実刑判決および15,000ユーロの罰金が科される軽犯罪を構成する。これらの罰則は、加重する事態が発生した際には引き上げられる（グループが違反した場合は3年の実刑判決および45,000ユーロの罰金が課され、凶器を使用または脅威により違反した場合には7年の実刑判決および100,000ユーロの罰金が課される。）。各原子力発電所のZNARを規定するすべての命令は、公布されている。

ブレグジットのユーラトム条約への影響

英国は2019年3月29日に欧州連合を離脱し、その後ユーラトム条約の当事者ではなくなる予定であった。この状況の結果およびこれに対応して取られる措置については、「第2 3（2）⑤（i）（イ）戦略」に記載される。

（ハ）化石燃料火力発電に適用される規制

EDFグループの化石燃料火力発電事業は、フランスではICPE（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に適用される規制に服する。EDFの化石燃料火力発電施設はまた、一部の大気汚染物質の国内排出量の上限に関する2001年10月23日付欧州指令2001/81/EC（NEC指令）および大規模な燃焼設備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設備のボイラーに関する2003年7月30日付命令（2016年1月1日に廃止され、2910型および2931型の設備については承認が必要となる20MW以上の出力定格を有する燃焼設備に関する2013年8月26日付命令（2018年12月20日に廃止）に置き換わった。）によりフランス法に国内法化された。2018年8月3日付命令第2018-704号によって、2910型（燃焼）ならびに2770型および2771型（焼却）の設備に対する指定が改正され、承認および申請の基準が2MWから1MWに引き下げられた。同命令は、燃焼設備の申請要件を修正する。2018年12月20日以降、2781-1型、2910型、2931型および3110型の燃焼設備には、5つの2018年8月3日付命令によって定められる当該規定が適用される。

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。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に服する（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）。

2017年12月19日までにフランス法に置き換わる予定であった中規模燃焼設備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、施設の分類化を改正する2018年8月3日付命令第2018-704号およびフランス環境法の複数の規定によって国内法化された。当該指令は、中規模燃焼設備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。該当する設備は、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設備である。指令2015/2193/EUを置き換えるために、環境保護指定施設に適用される規制に服する燃焼設備に適用される規制を改正する5つの命令が、2018年8月3日に採択された。

（ニ）水力発電施設に適用される規制

フランスでは、水力発電施設は、フランス・エネルギー法の第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。水力発電所は、政府により付与された委託契約（4.5MW超を発電する施設の場合）または県の許認可による委託契約（4.5MW未満の施設の場合）が必要である（水力発電委託に関しては「第2 3（2）①（v）（イ）（d）水力発電に関する課題」を参照。）。

EDFの水力発電事業は、水力に関する実質的な規制の規定に服する。かかる規制は、とりわけ水位および水流量の変動、近隣地域の安全性および水力発電所の下流の地域の管理ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持に関係する（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

水力発電委託の競争入札

契約

水力発電委託契約の競争入札手続は、2016年4月1日まで、現在はフランス・エネルギー法の規制の部の第V編に組み込まれている1994年10月13日付命令第94-894号（フランス・エネルギー法の規制の部の構成に関する2015年12月30日付命令第2015-1823号を参照。）によって引き続き統制されていた。この命令（2008年9月26日付命令第2008-1009号によって改正済）は、委託を、「サバン法」として知られる1993年1月29日付法律第93-122号に定義される公共サービス委託契約の法的枠組みの中に

位置づけており、既受託事業者に対する従来の優先権は、EU法にそぐわないとの理由から、水および水域環境に関する法律（2006年12月30日付法律第2006-1772号）によって廃止されることが規定された。

現在、水力発電委託契約の発注は、2016年4月1日以降開始されるすべての手続について、委託契約に関する2016年1月29日付政令第2016-65号および2016年2月1日付施行令第2016-86号に統制されている。この規制は、上記のサバン法の規定を近代化してEU法（委託契約の発注に関する2014年2月26日付指令2014/23/EU）に適合させるため、当該規定を廃止した。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、政府に以下の可能性を提供することにより水力発電委託契約の法的枠組みを補完した。

- ・該当するすべての委託契約について新たな終了日を設定することにより「水圧で連結された施設のシリーズ」を形作る委託契約を統合する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-1条および第L.521-16-2条）。
- ・それぞれが株式の少なくとも34%を保有する民間の事業者および公共部門（国家、地方自治体等）による半公共の水力発電会社（SEM）の設立の可能性（フランス・エネルギー法第L.521-18条以下）。
- ・国内のエネルギー政策目標の達成に必要な事業者の投資と引き換えに特定の委託契約を延長する可能性（フランス・エネルギー法第L.521-16-3条）。

水力発電委託契約に関する2016年4月27日付命令は、上記の2015年8月17日付法律の規定の施行および水力発電委託契約の規制枠組みの近代化（特に、一般的な条項の新たな雛形が承認されたことにより、水力発電委託契約の発注手続の一部が明確化された。）を目的としている。

水力発電委託契約の履行に関連して、一連の規定がかかる法的枠組みを完成させた。かかる規定には、とりわけ、水力発電施設の行政管理を強化し、操業の権限の更新に関する一定の規則を明確化するための、フランス・エネルギー法の第V編に様々な改正を行った2016年4月28日付政令第2016-518号、一定の水力発電施設が対象となる可能性が高い購入義務および追加報酬に関する2016年5月27日付命令、情報公開および国民参加に関するプロジェクトおよび手続の環境上の評価に関する2016年8月3日付政令、ならびにデジタル国家のための2016年10月7日付法律が含まれる。

年間委託料

フランス・エネルギー法第L.523-2条に基づき、フランス・エネルギー法第L.521-16-2条または第L.521-16-3条に規定される条件に従って水力発電委託契約を更新または延長する時において、当該委託契約からの収益に比例する年間委託料が課され、かかる委託料の一部はフランス政府に対して支払われ、一部は使用する河川の流域にあたるフランスの県および地方自治体に支払われる。委託機関により、新規の委託または更新された委託契約について個別にそれぞれ上限が設定されている。2015年12月29日付法律第2015-1785号第69条（2016年予算法）は、この種の委託料が、2006年より前に更新された委託契約に適用される同法第L.523-1条に定める委託料の適用除外となる旨を明確に確認した。さらに、2018年12月28日付法律第2018-1317号（2019年予算法）は、フランス・エネルギー法第L.521-16条に従い、2019年1月1日以降、延長された委託契約の「繰り返す遅延」に対して委託料を課す。かかる委託料は、委託の性質を考慮して、国务院からの命令によって設定される。

施設の安全性

フランス環境法第R.214-112条以下には、認可および委託契約に基づき運営がなされている水力発電施設の安全性に適用される規定が記載されている。ダムは、その性質（特にダムの高度および容量）によって3つのクラス（A、BおよびC）に分類される。この分類および施設に適用される法的規則に基づき、規制上、事業者または受託事業者は、当該施設の安全性を保証するための一定の義務（特に、危険分析の実行および更新。「第2 3（2）①（v）（イ）（b）水力発電の安全性」を参照。）の履行が求められる。上記の水力発電委託契約に関する2016年4月27日付命令には、施設に適用される法的規則を問わずに規制を統一するための規定が含まれている。建設が許可されている施設および稼働中の施設に適用される、ダムの安全性に関する技術的な要件を規定する2018年8月6日付命令は、ダムに適用される基本的な安全要件を規定する。かかる規定は、2025年12月31日から2035年12月31日までの間に、既存のダムに対し、ダムの種類に応じて徐々に効力が生じる。

（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。「2030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。政府は、グリーン成長に向けたエネルギー移行法に関する2015年8月17日付法律によって、再生可能エネルギーからの発電に関する2016年8月3日付政令第2016-1059号を公布する権限を付与された。かかる政令は、当該発電施設の電力市場へのさらなる統合を保証し、また接続された発電施設（とりわけ再生可能資源による発電施設）の電力システムを公共配電網にさらに統合させるために必要な技術規定を定めるために、再生可能資源による発電施設に適用される規定を改定するものである。

また、グルネル第二法には、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により強化された洋上エネルギーの開発を後押しするための例外規定が含まれている。

また、企業生活の簡略化に関する2014年12月20日付法律第2014-1545号第18条は、海上公共領域にある再生可能エネルギーを生成する洋上施設およびかかる施設の結合構造について、政府が専用の包括的な承認システムを定める権利を与える。さらに、2016年1月8日付命令第2016-9号は、競争入札手続を落札した洋上再生可能エネルギー・プロジェクトに適用される法的手続を簡略化した。

また、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、「再生可能エネルギー源から発電する施設」のために、許認可が発行されてからまたは通知されてから許認可を争うための4か月の例外的な不服申立て期間を規定している。

（ヘ） 風力発電に適用される規制

フランス都市計画法第R.421-1条および第R.421-2条に従い、12メートル以上の高さの陸上風力発電所には建設許可の取得が必要である。ただし、陸上風力発電プロジェクトの完成に向けて付与される環境上の許認可では、フランス都市計画法第R.425-29-2条に従い、建設許可要件が免除される。一方、公共海上領域における風力発電所の建設では、フランス都市計画法第R.421-8-1条に基づき、建設許可要件が免除される。

さらに、グルネル第二法は、第2980項の「1つ以上の風力発電機による機械風力エネルギーを利用した陸上発電施設」に規定される許認可または申告（「第2 3（3）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）といった法制度に従い、陸上風力発電所は現在ICPEに適用されるリストに服する旨規定している。建設許認可の適用に関連して、許認可を必要とする風力発電所においては影響調査を行わなければならない、建築許認可書類とともに提出しなければならない。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、風力発電所と住宅との間に義務付けられる距離についての規定を改定し、最短距離（500メートル）は維持されたが、許認可申請の一環として行われる影響調査を考慮して拡張することができる。また、当該法律は、フランス都市計画法第L.146-4.I条に「海岸線」法の影響を受ける地方自治体での陸上風力発電所の設置を促進するための規定も加えた。軍事施設および軍事部門、気象観測機器ならびに航空施設に関して、風力発電所の設置に関する規定が、命令により明確にされる予定である。

風力発電所の事業者、またはかかる事業者が債務不履行を起こした場合には、その親会社が、理由の如何にかかわらず運営を停止し次第、その発電所の閉鎖および敷地の回復を行う責任を有している（フランス環境法第L.553-3条および第R.553-1

条)。かかる目的に資するため、事業者は発電当初の段階およびそれに続く事業年度において財政保証を施すことが要求されている。

洋上風力発電プロジェクトの開発に必要な発電および送電の作業に関する許認可は、2016年1月8日付命令第2016-9号において規定される特定の訴訟に関する枠組みに服する。

(ト) 公共調達に適用される規制

公共調達に関する指令2014/24/EUならびにEDFが購入者として服する水、エネルギー、交通、および郵便部門で活動する企業による調達に関する指令2014/25/EUは、以下の政令および命令によりフランス法に国内法化された。

- ・公共調達契約に関する2015年7月23日付政令第2015-899号（フランス公共調達法および2005年6月6日付政令第2005-649号に以前規定されていた様々な競争入札手続を統合する。）。
 - ・2015年7月23日付政令を施行する2016年3月25日付命令第2016-260号。
- これらの文書は2016年4月1日に効力が発生した。

⑦ エネルギー卸売市場に関する規制

金融市場に適用される市場での濫用行為に関する指令2003/6/ECに含まれる規則（「第5 5（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）に着想を得て、2011年12月28日付でエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する「REMIT」規則として知られる規則（EU）第1227/2011号が発効した。この規則は、エネルギー卸売市場における濫用行為および操作の防止ならびに市場参加者および消費者の信頼の強化を目的としている。

エネルギー卸売市場における統合性および透明性の強化により、とりわけこれらの市場において設定される価格が供給と需要の間の公正で競争性のある相互関係を反映するよう、市場の公正な公開競争が育成されなければならない。この規則はインサイダー・トレーディングおよび市場操作を禁止し、REMITに定義される内部情報を公開する義務を課す。

欧州のエネルギー規制機関調整庁（ACER）は、内部情報および市場操作に基づく取引を発見し、防止するために、エネルギー商品の卸売取引を監視する責務を主に負っている。

また、ACERは市場を評価および監視するのに必要なデータを収集している。同規則は、市場参加者または当該市場参加者に代わり権限を与えられた者に、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の明細を提出するよう規定している。

さらに、ACERへの届出が必須である取引を行う市場参加者は、それらが設立された加盟国の国内規制当局（フランスにおいてはCRE）において登録を行わなければならない、それらが欧州連合内で設立されていない場合には、それらが事業を行う加盟国で登録を行うものとする。

4【関係会社の状況】

(1) 親会社

詳細については、「第5 1 (4) 所有者別状況」を参照。

(2) 子会社等

当グループの連結の範囲に含まれる子会社、ジョイント・ベンチャーおよび関連会社の一覧については、2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3「重要な事象および取引」および注記5「連結範囲の変更」を参照。

① ENGIE (旧GDF SUEZ) との関係

電力およびガスの供給をそれぞれ行っている2つの電力網事業者、EnedisおよびGRDFが共有する共益サービスの任務は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されているとおり、電力およびガスの供給分野において、体制の構築、プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理ならびに計測業務を行うことである。両社は法人格を有しない。組織上および機能上の規則については、「第2 3 (2) ④ (ii) (ハ) EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。2018年3月、EnedisおよびGRDFは、2つの共同事業体を設立することを決定した。すなわち、雇用契約活動、研究および医療社会サービスを取りまとめるUONRH-MS、ならびにITおよび通信事業者としてすべての電話による通信およびオフィス・オートメーション活動を取りまとめるOITである。これら2つの共同事業体の設立は、2019年1月1日付でその効力が発生した。

② 公共部門の企業との関係

公共部門の企業との関係は、主にOranoグループが関係する。Oranoとの取引は、核燃料サイクルの上流部門および下流部門が関係してくる。これらの関係についてはとりわけ「第3 2 (4) 依存因子」、「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 核燃料サイクルおよび関連する問題」、「第2 3 (2) ① (i) (ヘ) 原子力発電所の廃炉」および2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の別紙の注記48に記載されている。

③ Framatomeとの契約

規制対象となる契約およびコミットメントに関する2018年3月9日付の法定監査人による特別報告書において、過去にEDFの株主総会において承認され、現在も引き続き効力を有する以下の契約について言及されている。

- ・フラマンビル3 EPR原子力ボイラー供給に関する合意 (2007年1月23日開催のEDFの取締役会において承認された。)
- ・フランスにおける900MWシリーズの原子炉に係る3回目の10年点検の間に実施される予定のボイラーの維持管理に関する合意 (2007年6月14日開催のEDFの取締役会において承認された。)

2018年以前になされた合意の再検討において、取締役会は2019年2月14日の会合で、これらの合意はEDFおよびFramatomeの通常の事業取引の一部とみなすことができ、通常の状況下において締結されたとみなすことができる旨を言及した。したがって、これらの合意はフランス商法に定められた規制対象となる契約の範囲に該当せず、機密指定を解除された。

④ 当グループの組織

(i) EDFの組織概要

当グループの連結範囲に含まれる会社または会社グループの一覧については、2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記51を参照。

(ii) 当グループ内の契約

フランス商法第L.225-38条において言及されている規制対象となる契約およびコミットメントに関する情報は、法定監査人の特別報告書に記載されており、「第2 4 (2) ③ Framatomeとの契約」では、もはや前述の第L.225-38条の範囲に該当しないFramatomeとの間で締結された契約について言及している。規制市場において株式を上場している会社は、2019年5月22日付PACTE法第2019-486号を施行する新たなフランス商法第L.225-40-2条に従い、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を、遅くともかかる契約等の締結日までに、自身のインターネット・ウェブサイト上で公表しなければならない。留意点として、インターネット・ウェブサイト上に公表されるべき情報の一覧を示す命令は、本書提出日現在公布されていない。

EDFおよびその子会社の間の資金の流れ

以下のキャッシュ・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。2018年にEDFは連結子会社から合計2,753百万ユーロを配当として受け取った。

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の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。

EDFグループとその子会社間の財務上の関係（Framatomeは2018年にそのすべての側面において組み込まれている。）は、EDFの2017年5月付の「資金調達、現金および金融リスクの統制」に関する方針に規定されているとおり、次の原則に基づいている。

- ・ EDFの内部金融機関およびEDF Investissements Groupe（ベルギーに拠点を置く会社）による貸付および持分金融
- ・ 金利リスクおよび為替リスクの集中管理

さらに、核燃料の購入（子会社であるEDF Energyのための購入を含む。）は、EDF SAにより集中管理されている。

子会社の支払った費用に関する資金の流動については、グループ内サービスの提供に関する契約が、2012年以降の連結範囲に含まれる主要な子会社との間で締結された。またEDFは、特定の子会社または当グループ外の事業体に対して、一定のサービスを提供することが求められる場合がある。さらに、EDFブランドを発展させる業務を行うにあたり、当社はEDFブランドを使用する子会社との間でライセンス契約を締結した。

EDFおよびその子会社との間で締結されたキャッシュ・プーリング契約（Framatomeは2018年にこれらの契約に組み込まれている。）

EDFが設定したキャッシュ・プーリング・システムは、子会社のすべての現金ポジションを集約するものであり、これにより当グループの流動性が最適化される。キャッシュ・プーリングの本質は、子会社のすべての現金残高を親会社のレベルに集約する点にある。特定のフランス国内および国外の子会社は組み込まれているが、RTEは組み込まれていない。

EDFグループ内の企業のためのキャッシュ・プーリング・システムは、キャッシュ契約によって定められている。EDFと各子会社との二者間契約が、残高の支払い等、各手順の具体的な条件を明確にしている。

国際的なレベルでは、システムに組み込まれている子会社はキャッシュセンターとして機能するEDFと包括契約を締結している。

EDFはまた、フランスの国内子会社からのすべての通貨フローを集中させている。

保険

EDFおよびその子会社（Framatomeは現在統合されている。）は、子会社が当グループの保険プログラムによって提供される保険の補償を受けるために、加入手続を行った。

5【従業員の状況】

企業の社会的責任に係る2つ目の目標に加えて、人的側面は、ますますEDFの戦略の中心となり、当グループの業績において重要な要素である。

EDFは、その産業的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、かつ積極的に関与する雇用者であり続け、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ている。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している。

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グループは、フランス国内およびフランス国外のいずれにおいても、その価値に従い行動しており、そのすべてのスタッフに倫理的に行動し、誠実性を示し、基本的権利を尊重することを求めている。

新しいCSR契約は、2018年6月に当グループのすべての労働組合に加え、2つの国際的な連盟（IndustriAllおよびPSI）により締結された。これは今や、当グループのすべての従業員および業務委託業者を拘束する包括協定となっている。かかる契約は、以下に関連する主要な原則を定めている。

- ・ 尊重および誠実性
- ・ 従業員の能力開発
- ・ 対話および協議
- ・ 共同体へのサポートおよび地域への影響

（1）優れた専門性：雇用および技能開発

① 2018年における当グループの従業員数

2018年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計165,790名であり、従業員数が10,000名を超える5社を含む。すなわち、EDF（65,368名）、Enedis（38,691名）、Framatome（14,545名）、Dalkia（16,017名）およびEDF Energy（13,460名）である。

連結による影響（およびとりわけ2018年1月1日付のFramatomeの統合による影響）を除き、当該従業員数は、エネルギー移行、技術開発およびフランスにおいては競争の激化という背景に反し、2017年と比較して0.5%増加した。

フランス国内の従業員数

当グループ会社は、2018年12月31日現在でフランス国内において131,409名（2017年および2018年におけるEDFグループのフランス国内の従業員数の変動は、2017年12月31日時点におけるFramatomeの従業員数（すなわち8,521名）を含んでいる。）を雇用しており、各地域の当グループ会社における従業員の集計方法の変更による影響を除き、過去3年間安定している（本書提出日以降、EDIFIS情報システムの変更により、当社の登記上の事務所が所在する国ではなく、従業員が業務を行う国において従業員を集計することが可能になった。その他のセクションにおいて表示される従業員数およびその割合の変動は、この新しい従業員の集計方法を考慮している。）。

この比較的安定した従業員数は、フランス国内のEDFグループ会社間における対照的な傾向を実際に反映したものであり、そのうちいくつかはその成長を支えるために大幅に従業員数が増加した（EDF Renewablesは9.9%増加、Framatomeは4.1%増加、Citelumは10.8%増加およびSOCODEIは4%増加）一方、その他は、EDF（2.4%減少）のように業績後退に伴いその従業員数を削減しなければならなかった。

2018年12月31日現在、EDFはフランス国内において65,163名の従業員を有しており、開発プロジェクト（すなわち、新規の原子力発電所建設、再生可能エネルギー、国際的發展、エネルギー供給およびサービス提供等）を成功裏に完了し、そのビジネス・モデルを適合させるために、2016年に始動した変革を継続している。かかる変化は、徐々に従業員の減少（2016年末から4.8%減少）へとつながっており、主に以下を対象としている。

- ・販売（マーケット・シェアの低下のため）
- ・化石燃料（火力発電）プラント（関係する発電ユニットの閉鎖のため）
- ・技術インキュベーター（退職に対処するための新規雇用のピーク後における急激な低下のため）
- ・生産性向上のための取組み（手続の簡略化およびデジタル化のため）
- ・サポート部門の最適化
- ・不動産事業のための新しい管理モデル

当グループのフランス国外の従業員数（連結子会社）

当グループは、世界全体で34,500名近く（2017年末と比較して0.6%増加）の従業員を有しており、その大部分が欧州を拠点としている（フランスを除く欧州において従業員27,000名）。この世界全体の従業員数の増加は、主にEDF Renewables（とりわけドイツ、英国、南北アメリカおよび中国において）に加え、欧州におけるEdisonおよびEDF Luminusの成長に牽引されたものであった。

以下の表は、EDFグループ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に加え、2017年末以降の従業員数の変動を示したものである。

2018年12月31日現在の世界全体のEDFグループの従業員数

フランス

EDF SA:	65,163	/	-2.43%
Enedis:	38,691	/	-0.51%
Dalkia:	13,745	/	+5.12%
Framatome:	8,872	/	+4.12%
EDF Renewables:	1,541	/	+9.91%
Électricité de Strasbourg:	1,107	/	-0.54%
CHAM:	890	/	+3.85%
Citelum:	554	/	+10.80%
Groupe PEI:	431	/	+0.94%
SOCODEI:	287	/	+3.99%
G2S:	58	/	-6.45%

その他:	70	/	+6.06%
合計:	131,409	/	-0.43%

欧州（フランス国外）

EDF Energy:	13,440	/	-3.70%
Edison:	4,637	/	+9.86%
Framatome:	3,259	/	+1.18%
EDF Luminus:	2,048	/	+5.57%
Dalkia:	1,649	/	+6.94%
EDF Renewables:	842	/	+11.97%
Citelum:	572	/	+4.00%
EDF Trading:	396	/	-4.81%
EDF SA:	68	/	-
合計:	26,911	/	+1.17%

世界のその他の地域

EDF Renewables:	1,470	/	+10.69%
Citelum:	1,348	/	-8.98%
Framatome:	2,414	/	+0.58%
Edison:	735	/	-22.06%
Dalkia(*):	623	/	-25.66%
EDF Trading(*):	423	/	+25.89%
China Holding Co:	140	/	+5.26%
EDF SA:	137	/	-
EDF Norte Fluminense:	101(*)	/	-3.81%
MECO:	77(*)	/	-
EDF Luminus:	2	/	-
合計:	7,470	/	-2.24%

アジア

EDF Renewables:	104
Citelum:	152
Framatome:	102
Dalkia:	102
EDF Trading:	9
China Holding Co:	140
EDF SA:	77
MECO:	77
EDF Luminus:	2
合計:	765

南北アメリカ

EDF Renewables:	1,268
Citelum:	1,190
Framatome:	2,312
Dalkia:	521
EDF Trading:	414

EDF SA:	28
EDF Norte Fluminense:	101
合計:	5,834

アフリカ

EDF Renewables:	98
Citelum:	6
Edison:	735
EDF SA:	32
合計:	871

(*) *Dalkia*: ロシアに従業員102名

EDF Trading: 米国に従業員414名

EDF Norte Fluminense: ブラジルに従業員101名

MECO: ベトナムに従業員77名

以下の表は、2018年12月31日現在における当グループの世界全体の従業員数の内訳を示したものである。

	2018年	変動
フランス	131,409	-0.43%
欧州（フランスを除く）	26,911	+1.17%
世界のその他の地域	7,470	-2.24%
世界におけるEDFグループの合計	165,790	-0.26%

（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、2018年は約18.5百万ユーロ（2017年は18.7百万ユーロ）であった。

この投資額の代わりに、EDFの従業員はその住居移動を容易にすることを目的とした補助金およびサービス（賃貸支援、住居の購入支援、引越し支援、融資のアドバイス）を受けることができる。

（３）持ち家助成ローン

EDFは福利厚生政策の一環として、金融機関（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、SOCRIFFがEDFの従業員に対して行う融資の優遇利率とかかる機関に対して行われた銀行調査の結果により得られた利率との差を埋めるための補償をする。

2018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、1.7百万ユーロであった（2017年12月31日現在は2.1百万ユーロ）。

第3【事業の状況】

1【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1) 経営方針、経営戦略および経営上の目標の達成状況を判断するための客観的な指標等

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」および「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

(2) 経営環境

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」、「第3 2 (1) 当グループが晒されるリスク」および「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

(3) 対処すべき課題

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略」を参照。

2【事業等のリスク】

当グループが晒されていると考えている主要なリスクおよびその具体的内容については、「第3 2 (1) 当グループが晒されるリスク」に記載されている。

事業および当グループが晒されているリスクを統制するために当グループが講じている措置については、「第3 2 (2) 当グループのリスクおよび事業の統制」に記載されている。

顧客と供給業者の依存因子については、「第3 2 (4) 依存因子」に記載されている。

概して、当グループは、そのあらゆる事業および様々な市場において法的リスクに直面している。当グループが関係している主な法的手続、行政手続および仲裁手続については、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。

「第3 2 (3) 保険」では、EDFグループの保険プログラムについて説明する。

(1) 当グループが晒されるリスク

当グループは、大きく変化し、膨大なリスクが生じる環境の中で事業を行っている。そのうちのいくつかのものは、当グループの外部で、規制および経済または一般的な環境に左右される。これらのリスクは、当グループの各部門の事業に内在する内部リスクに加えて生じるものである。

当グループが晒されるリスクに関連する問題は、複数の基準からなる。戦略上または経営上の問題であったり、特に財務状態または不動産価値に財務上の影響を与えたりする。

当グループが晒されていると考えている特定のリスクについて、以下に説明する。特定性の原則から、本項ではEDFグループの特定性が主要な要因となるリスクについてのみ述べる。当グループに特定でないリスクについては、本項に説明がないからといって、当グループにかかるリスクを考慮していないわけではない。係属中の訴訟および仲裁手続に関するリスクについては、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。

特定のリスクは5つのカテゴリーに分類され、「第3 2 (1) ①エネルギー市場規制に関連するリスク」から「第3 2 (1) ⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」にそれぞれ記載されている。

最初の2つのカテゴリーは、当グループ外部の要因に関するものである（下記表の「外部リスク要因」を参照。）。

エネルギー市場の規制に関連するリスクについては、「第3 2 (1) ①エネルギー市場規制に関連するリスク」に記載されており、特に電力に関する規制については以下を考慮する必要がある。

- ・特に当グループの業務の大部分が行われている欧州およびフランスの競争ルール。
- ・エネルギー分野における公共政策。

「第3 2 (1) ②競争環境および一般的な環境に関するリスク」では、当グループが事業を行うエネルギー市場に対するエクスポージャーによって生じるリスク、ならびに当グループが事業を行う様々な国および地域における競争および新たな社会的期待、経済情勢または一般的な状況、および公共政策または一般規則の変化によって生じるリスクについて説明する。

以下の3つのカテゴリーは、当グループ内部の要因に関するものである（下記表の「内部リスク要因」を参照。）。

「第3 2 (1) ③当グループの変革に関するリスク」では、当グループの戦略の実施、EDFグループのポートフォリオおよび事業モデルの変化、ならびに産業、サービスおよび販売活動における変革（および関連する変更管理）に関するリスクについて説明する。

「第3 2 (1) ④当グループのパフォーマンスに関するリスク」では、様々な産業、サービスおよび販売活動における事業活動の統制に関するリスクについて説明する。

「第3 2 (1) ⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」では、当グループの原子力事業に関する特定リスクに充てられている。これには、特に原子力安全の最優先要件および原子力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。

EDFグループの主な特定リスクは5つのカテゴリーに分類される。

外部リスク 要因	エネルギー市場規制 （「第3 2 (1) ①」を参 照。）	競争環境および一般的な環境 （「第3 2 (1) ②」を参 照。）	
	・国のエネルギー政策、PPE（複数年にわたるエネルギー計画）および市場規制 ・料金規制 ・委託	・競争 ・エネルギー卸売市場 ・低炭素移行ソリューション ・気候の影響 ・悪意ある行為およびサイバー攻撃 ・停電	
内部リスク 要因	当グループの変革 （「第3 2 (1) ③」を参 照。）	パフォーマンス （「第3 2 (1) ④」を参 照。）	原子力事業 （「第3 2 (1) ⑤」を参 照。）
	・当グループの戦略の実施 ・能力の適応	・大型プロジェクトの管理 ・パフォーマンスの管理 ・サプライ・チェーンおよび顧客 ・金融リスク（流動性、金利） ・就業中の安全衛生 ・倫理およびコンプライアンス	・原子力安全性および原子力民事責任 ・稼働期間の持続 ・放射性廃棄物および廃炉 ・EPRプロジェクト

当グループの特定リスクは5つのカテゴリーに分類され、各カテゴリーに関する各項において詳細に説明されている。下表と詳細な説明を関連付けやすいよう、番号が振ってある。リスクは、当グループに対する潜在的影響と発生確率の両方を考慮する定性的アプローチによって、重要度別に分類されている。このため、各カテゴリーにおいて最も重要なリスク（下表で＋印がついているもの）が特定されているが、リスクの相対的重要度またはカテゴリーの相対的重要度の推定は行われない。

原則として、エクスポージャーの範囲は、フランス、欧州および国外である。エクスポージャーの範囲がより限定的である場合は、表およびリスクの説明に明記する。

リスクに対するエクスポージャーは、期間によって異なる。これらのリスクの潜在的影響から、ごく短期（1年未満）、中期（最大数年間）からきわめて長期（複数の国々に及ぶ場合がある当該産業活動の性質により、数十年間またはそれ以上）まで、様々な期間の影響が生じることがある。この期間については、リスクの説明において適宜明記する。

本項（「第3 2 (1) 当グループが晒されるリスク」）の主要部分では、個別に負う一部のリスクが発生した場合に生じ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。

当グループの事業および当グループが晒されるリスクを統制するため、ならびに適切な統制、防止および軽減措置を取るために当グループが講じる措置については、「第3 2 (2) 当グループのリスクおよび事業の統制」に記載されている。

リスク・カテゴリー	当行グループの主要な特定リスクの概要	重要度
エネルギー市場規制（第3 2 (1) ①）	・1 A－フランスにおける複数年にわたるエネルギー計画（PPE、 <i>programmation pluriannuelle de l'énergie</i> ）を含む、国のエネルギー政策および市場規制の変化	＋
	・1 B－規制枠組みおよび料金規制の変化	＋
	・1 C－委託の規制枠組みの変化（水力発電の分野または公共配電）（**）	＋
	・1 D－公益サービスの対価の不足（*）	
	・1 E－省エネ証書による費用の増加（*）	

競争環境および一般的な環境（第3 2（1）②）	・ 2 A－エネルギー市場における競争の激化 ・ 2 B－卸売市場および供給量市場価格に対するエクスポージャー ・ 2 C－当グループの低炭素移行ソリューションにとって不利な環境 ・ 2 D－気候変動の物理的効果に対するエクスポージャー ・ 2 E－サイバー攻撃を含む悪意ある攻撃リスクの増加 ・ 2 F－停電リスク ・ 2 G－大規模な危機 ・ 2 H－ブレグジットの影響	+ + + + + + +
当グループの変革（第3 2（1）③）	・ 3 A－設定した目標に沿った当グループの戦略の実施 ・ 3 B－当グループの変革、部門の需要および新たな作業方法に従った技能の適応および向上 ・ 3 C－当グループの長期的な社会および財務コミットメントを保証する能力（年金およびその他の従業員給付）	+ +
パフォーマンス（第3 2（1）④）	・ 4 A－大型かつ複雑な産業プロジェクト（原子力を含む。）の管理 ・ 4 B－経営実績および財務実績の管理 ・ 4 C－サプライ・チェーンならびに顧客および供給業者との契約関係の運用上の連続性 ・ 4 D－金融リスク（流動性、為替、金利、割引率）に対するエクスポージャー ・ 4 E－労働安全または衛生の阻害 ・ 4 F－倫理またはコンプライアンス違反 ・ 4 G－労働安全、および生物多様性を含む環境遺産に対する影響	+ + + + + +
原子力事業（第3 2（1）⑤）	・ 5 A－原子力運転安全性、原子力民事責任の履行(**) ・ 5 B－費用を抑え期限を管理しながら安全に耐用年数を延ばすこと(**)（フランスにおけるグラン・カレナージュ（Grand Carénage）(*)） ・ 5 C－放射性廃棄物の最終処分、原子炉の廃炉、およびこれに相当するコミットメントの履行能力の管理(**) ・ 5 D－4 Aに加えて、EPRプロジェクトにはその他の規制、産業および財務要因が考慮される ・ 5 E－4 Bに加えて、燃料サイクル管理における検討事項(**)	+ + + +

以下の注記のあるものを除き、エクスポージャーの主要な範囲はフランス、欧州および国外である。

(*) フランス

(**) フランスおよび英国

(***) フランスおよびイタリア

① エネルギー市場規制に関連するリスク

解説1 A：当グループが事業を行う国々におけるエネルギー政策および市場規制の変化（フランスにおける複数年にわたるエネルギー計画（PPE）等）は、当グループのガバナンスまたは事業ポートフォリオの大規模な変革につながる可能性が高い。このことは、当グループが競合事業者との関連で発展することを妨げ、または気候保護コミットメントの履行能力を損なうおそれがある。

2019年1月25日、フランス政府は、今後10年間のエネルギー政策、ひいては環境保護への移行の軌道を定めた複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の草案を、以下のとおり発表した（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

- ・ PPEガイドラインを完全に実施するため、政府はEDFの経営陣に対し、原子力、再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよび電力網の部門において当グループが直面する課題に対処できるような当グループの発展を提案するよう求めた。発展案は、当グループの統合性を保ち、各事業に適切な資源および資金を充てられるようにしなければならない。
- ・ フランス政府は、電力構成を多様化し、原子力の割合を2035年までにフランス国内の発電の50%まで引き下げる、という目標を確認した。原子力の割合を電力構成の50%まで引き下げるため、2035年までに14基の原子炉（フェッセンハイムの2基を含む。）が閉鎖される可能性がある。これは、フランスにおいて現在稼働中の原子炉の4分の1に相当する。複数年にわたるエネルギー計画の最終版では、原子炉を閉鎖される予定の施設が明らかにされる予定である。

・そのため、産業的選択ではなく法的判断の結果として、1基または複数基のEDF発電所の原子炉の早期閉鎖の決定が下される可能性がある。かかる決定により、フランス憲法院が2015年8月13日付決定において確認したとおり、EDFは損害補償を受けられるはずである。これに関連して、フェッセンハイム原子力発電所に関して、補償の指針を定義するための協議が継続中であるが、この補償は失われる収益の全額を賄えない可能性がある。

同時に、特定のエネルギー市場において競争を維持または促進する目的で、当グループの経済的もしくは財務的利益に反する決定または一体としてバランスのとれた事業者としての当グループのモデルに影響する決定が、関係当局または特定の政府によって下される可能性がある。

欧州における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。その枠組みは、将来的に変更される可能性があり（「気候エネルギーおよびクリーン・エネルギー・パッケージ」）、その変更は当グループにとって不利な変更となる場合もあり、具体的には、追加費用の発生、当グループの成長モデルとの不適合、当グループが事業を行う競争環境の変化、規制料金に関する欧州の規制の変更につながり、また既存もしくは今後の発電ユニットまたは当グループの他の事業の収益性に影響を与える可能性もある。

事業の範囲について施行される可能性のある管理または制限に関して、EDFは、一部の戦略的決定および業務上の決定を制限されまたは管理できないことで、様々な事業の見直しおよび収益性に悪影響が生じるおそれがある（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。同時に、EDFは今後も株主として、一定のリスクを負い、第三者に対して潜在的負債を負い、資産の収益性に影響し得る要因を有する可能性がある。

EDFは、競争および非差別化に関して適用される法令および規則を遵守しており、今後も引き続き遵守する予定であるが、競合事業者が、これらの規則の違反を申し立てており、また今後も申し立てる可能性があり、かかる訴訟において当グループの利益に反する判決が下される可能性がある（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。

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子会社EDF Renewables（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」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更され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。

最後に、当グループが事業を行う様々な国のエネルギー部門において、法律および規制環境が変化した場合、「気候変動対策に専心する」という当グループの1つ目の企業責任目標を達成する上で、障害となる可能性がある。

解説1 B：当グループの収益の大部分は規制購入または販売料金の対象事業から発生しているため、料金規制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。二酸化炭素排出枠の価格を含む二酸化炭素の排出規制が改定されると、当グループの収益性、および気候保護のための低炭素エネルギー・ソリューションの目標に影響が生じる可能性が高い。

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が設定する規制料金（規制販売料金および公共送配電網使用料金（TURPE））に基づいている。フランスにおいて、電力市場の新たな構造に関する法律（NOME法、*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*）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（ARENH）も導入した（「第2 3（3）法令および規制に関する環境」を参照。）。

これに関するリスクは以下のとおりである。

- ・同じ品質のサービスに対する料金の引上げが制限または禁止されるリスク
- ・料金の決定に対して利害関係者が異議を申し立てるリスク
- ・その他の供給業者のための多くのオプションにより、その他の供給業者は市場においてEDFに不利益となる裁定機会を有する。したがって、EDFは対称的に、エネルギー市場のリスク管理の有効性に悪影響を与える主要な不確実性に晒される（「第3 2（2）②（ii）（イ）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。

より一般的には、当グループは、フランスにおいては他国同様、当グループの発電、サービス、送電および配電資産に投じ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持分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。

規制が不適切であれば、二酸化炭素排出権価格が低迷して低炭素エネルギー・ソリューションを十分に推進できず、地球温暖化対策としての効果的な移行および当グループの気候変動対策の両方が不利益を被るリスクがある。このことで、当グループの低炭素エネルギー・ソリューションを推進する機会が失われ、気候変動対策に専心するという1つ目の企業責任目標を達成できるか、疑問視されるおそれがある。

解説1 C：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。規制枠組み、委託規定および実施条件が変更されると、当グループの業績に影響が生じるおそれがある。

当グループは、その事業に使用している資産を常に所有しているとは限らず、その場合の多くは、公共サービス委託契約に基づいて資産を運営している。

例えば、フランスでは、Enedisは、配電網資産のすべてを所有しておらず、地方当局と交渉される委託契約に基づき配電網を運営している（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。かかる委託契約は、ERDFに対し、拡大業務に従事し、公共配電網を運営する独占権を付与する。これらの公共配電委託契約は、一般に20年から30年の期間について締結され、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三者間契約である。法律において、Enedisおよびサービス提供地域における地方配電会社（LDC）（ならびにフランス本土の電力網に接続されていない地域についてはEDF）のみが、公共配電網の事業者に任命され得、またEDFおよびサービス提供地域におけるLDCのみが、規制料金による供給業者に任命され得る。したがって、現在、委託契約の更新の際には、EnedisおよびEDFは他の事業者と競争することはない。しかしながら、当グループは、今後、かかる規定が法律により改定されないと保証することはできない（「第2 3（3）⑤フランスにおける公共配電委託」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。

フランスの水力発電施設は、4.5MW以上の施設はフランス政府によって付与される委託に基づき、また4.5MW未満の施設は県の許可証に基づき運営されている（「第2 3（3）⑥（ii）（ニ）水力発電施設に適用される規制」を参照。）。フランスにおける水力発電委託契約の更新に関する課題については、「第2 3（2）①（v）（イ）（d）水力発電に関する課題」に記載されている。

EDFグループは、現在運営している委託が更新されることも、最初の委託時と同じ財務条件において各委託が更新されるとも保証することはできない。さらに、当グループは、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われる補償が、それによる当グループの収入減少を補償するのに十分であるとの保証も、手数料の上限に関する今後の規制が当グループに悪影響を与える方向に展開しないと保証することもできない。これらの要因は、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、事業を行っている他の国（水力発電の分野では特にイタリア）においても、電力の配電または発電事業を委託に基づき運営している。各国の状況によっては、送電、配電または発電委託が、委託仕様書における財務条件の変更により、EDFにとって有利に維持または更新されない可能性があり、その場合、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

解説1 D：EDFは、一定の責務（特に公共サービス責務）を負っており、かかる責務に関連して追加費用が発生した場合には補償がなされる制度が設けられているが、その全額が補償されない可能性があり、また、かかる補償制度が変更される可能性がある。

フランス政府およびEDFが2005年10月24日に締結した公共サービス契約は、法律（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFが履行責任を負う公共サービス責務の目的および条件を規定しており、かかる責務の履行に関してEDFが補償の対象となる制度について規定している（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」および「第2 3（3）③（ii）フランスの規制：エネルギー法—公共電力サービス拠出金（CSPE）」を参照。）。2019年にEDFがフランスにおいて相殺される予定である公共サービス・エネルギー費用の推定金額は、7,206.1百万ユーロである（2019年の公共サービス・エネルギー費用の見積りに関するエネルギー規制委員会の2018年7月12日付決定）。

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。

より一般的には、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の事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。そうなれば、脆弱な人々を支援するという当グループの3つ目の企業責任目標を達成できるか、疑問視されるおそれがある。

解説1 E：省エネ証書（ESC）に関する規制の変化によりEDFに追加の義務が発生し、それにかかる費用が発生する可能性がある。

フランスにおいて、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書（ESC）条項は、エネルギーの売手に対して省エネ義務を課している。これは、販売量に対して3年省エネ目標を定めるもので、対象者はこの目標の達成義務を負い、達成できない場合は制裁金が課される。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律は、EECスキームを修正するもので、当該スキームの第3期として、もともとの義務に、燃料不足時における家庭向けの補足的な省エネ・スキームを追加した。2017年5月2日付法令第2017-690号は、2018年から2020年の期間について全体的な義務のレベルを

設定し、目標は第3期の2倍としている（「第2 3（3）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。

エネルギー供給業者間の競争激化、経済危機、または主要な省エネ源の減少により、この3年目標の達成はさらに難しくなる可能性がある。当グループは、3年目標を達成するために負担した商業費用をエネルギー価格に全額転嫁できると保証することはできず、もし転嫁できない場合は当グループの財務状態は悪影響を受けると思われる。そうなれば、気候に対する取組みにおける1つ目の企業責任目標、および顧客一人一人のよりよい消費をサポートするという4つ目の企業責任目標が疑問視されるおそれがある。

② 競争環境および一般的な環境に関するリスク

解説2 A：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の競争事業者のいずれをも選択することができる（「第2 3（2）②（i）フランス市場について」を参照。）。競争が激化する中（新たな顧客の期待、新たな規制、新たな競合者の出現、既存の事業者の合併、市場価格の変動等）、これらの変化は、消費および価格水準が一定の場合、フランスにおける当グループの売上高に悪影響を与えており、かつ、今後も与えることが予想される。EDFは、マーケティング費用の調整を余儀なくされる可能性があり、調整が不十分であった場合、EDFの収益性に悪影響が生じる可能性がある。

その他の欧州では、当グループは、地域ごとの競争条件（市場の完全自由化または一部自由化、競合者の状況、規制等）に応じて様々な状況に直面している。当グループが直面する競争の種類、競争の長期的変化および競争が当グループの事業および業績に与える影響は、国ごとに異なる。これらの要因は、とりわけ、当該国における市場の活発さおよび規制の進捗、ならびに当グループが制御し得ないその他の要因に依存している。

この状況の下では、特に低炭素電力使用ならびにエネルギー・サービスおよびエネルギー効率の開発を受けて、当グループは、その市場シェアを守ることができないもしくは予想どおりの市場シェアを獲得できない可能性または当グループの利益率が減少する可能性があり、その場合、当グループの事業、戦略および財務状況に悪影響が生じる可能性がある。

解説2 B：当グループは、発電した電力を販売する際、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直接または間接的に影響されるため、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 3（3）②経済環境」を参照。）。

フランスにおいては、企業向けの規制料金の終了以降、当グループは市場価格に晒されている。エクスポージャーの程度は、ARENH制度の利用状況に対応し、またかかる利用状況は市場価格の水準に対応する。したがって、フランスにおける市場エクスポージャーは、ARENH制度をまったく利用していないときに最大になり、フランスにおけるEDFの発電量の約80%に相当すると推定される。

電力価格が低水準だと、売上高、期待利益率および業績は大いに不安定になる。このような状況が続けば、欧州を中心に、当グループの発電ユニットの収益性、およびより広範な資産価値、ならびにその維持管理または更新に関する条件にも影響が生じる可能性がある。

エネルギー卸売市場におけるこれらの価格水準には、世界市場におけるコモディティ価格、需要と供給のバランスだけでなく、一部の発電手段に適用される料金、財務または助成金政策等、様々な要素が影響している。このため、当グループは、当グループの事業の発展、資産価値および財務状態に生じ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 2（2）②（ii）（イ）エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。当グループは、組織的市場または店頭において取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ金融商品を通じて、当該市場における当グループのポジションをヘッジしている。しかし、当グループは、特に流動性リスクおよび大幅な価格変動に対して完全な防御を保証することはできず、それらのリスクは当グループの財務状態および資産価値に悪影響を与える可能性がある（2018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状況は、特定の発電ツール、特に食糧確保に潜在的に有用なものの収益性に影響を与える可能性があり、これは欧州のすべての発電事業者には当てはまる。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。また、欧州連合司法裁判所が2018年11月15日に言い渡した判決により英国の供給量市場が一時停止されたことは、当該市場の持続可能性およびEDF Energyのかかる収益に対するリスクとなる。このように様々なに変化する供給量市場に当グループが晒されていることで、当グループの財務状態は影響を受ける可能性がある。

解説2 C：地域社会、技術および経済の状況は、気候変動の課題に対処するための当グループの低炭素移行ソリューションにとって好ましくない可能性がある。

当グループは、直接大気中に放出される二酸化炭素の排出量を、2017年の51百万トンから2030年の30百万トンを目標に大幅に削減するための取り組みを行っている。この目標の達成は、気候変動対策に関する1つ目の企業責任目標に直接寄与するもので、主として、原子力が引き続き地域社会に受け入れられているか、化石燃料火力発電所の閉鎖または転換が完了しているか、ならびに原子力発電および水力発電に加えて再生可能エネルギーによる発電の開発が加速しているか、によって判断される。当グループは、とりわけフランスにおける太陽エネルギー、電力貯蔵および低炭素電気モビリティの開発を積極的に行っており、これによって当グループの低炭素エネルギー・ソリューションの、特にフランスおよび欧州において依然大量の二酸化炭素を排出している輸送部門における発展および進展が可能になる見通しである。

外部、地域社会、競争、社会、経済または産業の状況は、これらの発展にとって障害となるおそれがある。新しい低炭素エネルギー・ソリューションは、新たな地域社会の問題を引き起こす可能性がある（新技術の押しつけ、土地保有、希少資源の利用における新たな用途に係る紛争等）。原子力は、地域社会レベルでは低炭素移行を可能にする主要な要因とはみなされない可能性がある。

当グループは、これらの変革を実現する際に困難に直面する可能性があり、期待される目標を達成できない可能性がある。また、移行の必要性に応じて、新しい技術または破壊的なソリューションの出現に対処しなければならない可能性もある。

これらの状況は、当グループの取引高、利幅、資産価値、財務状態、評判または展望、ならびに1つ目の企業責任目標の達成および気候に対する取り組みの履行に、直接または間接的に影響する可能性が高い。

このリスク要因の期間は、短期または中期である。

解説2 D：当グループは、気候変動の物理的効果に晒されており、当グループの産業施設および第三次施設、ならびにより一般的には当グループの財務状態に影響が生じるおそれがある。

当グループの産業施設および第三次施設は、原子力施設および水力施設を定期的に点検しているとはいえ、予想耐用年数の間、気候変動に伴う異常気象事象に耐えるよう設計されていない場合がある。EDFグループの産業、物流および第三次活動は、気候変動により想定される物理的効果から重大な影響を受ける可能性が高い。かかる影響は予測が困難であり、当グループの業務の継続、経営成績、キャッシュ・フローおよび全体的なパフォーマンスに悪影響を与えるおそれがある。また、気候変動に伴う新たな法律または規制の変化も、EDFの業務に悪影響を与えるおそれがある。

このような状況により、持続可能な開発方針に明記された当グループの気候変動対策が妨げられ、財務状態および評判に影響が生じるおそれがある。

このリスク要因の期間は、中期または長期である。

解説2 E：当グループは、特に情報システムにおける悪意ある攻撃リスクの増加に晒されている。

当グループまたはその従業員が稼働する施設または資産は、外部からの攻撃またはあらゆる悪意ある攻撃の標的となる可能性がある。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、法令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。

当グループは、商業活動および産業活動の遂行、人的資産、産業資産および商業資産の保護、（顧客および従業員の別なく）個人情報保護、特に急速に変化する状況（デジタル移行、テレワークの拡大、拡張会社という供給業者と仕事を共有する新しい方法、規制の変更等）に適応しなければならない水力および原子力の産業プロセスの管理に不可欠な、相互に接続された非常に複雑な情報システム（データベース、サーバー、ネットワーク、アプリケーション等）を複数運営している。

情報システムへの侵入およびデータの破損事象は、世界中でその頻度および複雑さを増しつつある。

悪意ある攻撃は、当グループの運営活動、財務状態、法的状況もしくは財産の状態、またはその評判に悪影響を与える可能性がある。

解説 2 F：当グループがサービスを提供する地域において顧客に対する電力供給の中断、停電、または広範囲にわたる電力網の事故が繰り返された場合、当グループにも原因がある場合は特に、当グループの業務、財務状態および評判に影響が生じるおそれがある。

当グループは、度重なる電源異常もしくは停電、相当規模の広範な電力網事故に直面したり、巻き込まれたりする可能性がある。これは、きっかけとなった事故の発生した電力網がEDFの運営するものではない場合、またはかかる事故がEDF以外の事業者の責に帰す場合でもあり得ることである。

かかる停電の原因は様々で、電力の生産と消費の間の局所的または地域的な不均衡、事故による電力供給または送電の中断、連鎖的停電、国境間の相互接続問題、および特に規制の不十分なまたは変化しつつある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も起因するものである場合には、当グループの財務状態または顧客およびすべての利害関係者に与えるイメージに悪影響が生じることが予想される。

解説 2 G：当グループに関するものであるか当グループ外のものであるかを問わず、予測不可能な規模の大きな事象または危機が発生すると、当グループの財務状態に重大な悪影響が生じるおそれがある。

フランスでの暴風雨クラウド（2009年）およびシンシア（2010年）、ならびにアンティル諸島でのイルマ（2017年）のように、自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、その他の大規模な気候変動（干ばつ等）または予測困難な規模でのその他の事象（大規模な流行病、世界の大規模な産業事故等）は当グループの事業に影響を与える可能性がある。このような事象のそれぞれを国内外で評価した結果、当グループの施設、特に産業施設の堅牢性を強化し、かかる大規模事象による影響および被害を食い止めるために、引当金を繰り入れる可能性がある。

例外的な事象の場合、対策を講じることで、災害による損傷の修復以外の費用が発生し、当グループによる供給および当グループが提供するサービスが中断して利益が喪失する可能性がある。

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 2（3）⑤（iii）暴風雨保険」を参照。）。島部エネルギー・システムの空中送配電網は、財産損害保険の対象となっていない。保険が欠如し、または不十分であった場合、これらの送配電網の損壊により、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。また、近年の代替リスク移転市場における自然災害の頻度および規模の影響により、特定の保険の更新および加入は、困難であるかまたはより多くの費用を伴う可能性がある。

EDFは、疫病の流行の際には（危機的状況の程度によっては）電力供給の継続および施設の安全性を十分に保証できなくなる可能性がある。

地域における当グループの存在および当グループのエネルギー事業の経済的重要性を考慮した危機管理システムを実施しているにもかかわらず、当グループは、自然災害、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、資産、財務状態および評判に重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

解説 2 H：英国の欧州連合離脱は、全般的な経済状況、金融市場およびEDFの事業に悪影響を与える可能性が高い。

2016年6月、英国国民の過半数が、国民投票において欧州連合離脱に賛成票を投じた。この国民投票の結果、および英国の離脱手続は、欧州連合条約第50条に規定された離脱手続の範囲内で交渉される。英国の多くの政策が変更されると予測される（金融、税、経済、エネルギー等）。これらの変更が経済および金融環境（特に成長、為替レートおよびインフレ）ならびに当グループに与える影響は、移行期間から、または事の流れが落ち着いてから現れる可能性がある。これらの結果は、英国と欧州連合との交渉だけではなく、英連邦、米国および中国といった第三者との交渉の内容にも左右される。

この国民投票は、英国が差し替えまたは複製を決定する欧州起源の法令を含め、英国と欧州連合との将来の関係性に重大な不透明感を生んだ。さらに、英国が欧州連合を離脱することにより、欧州連合内および英国両方のエネルギー政策が変更され、原子力事業に関する法律が改定される可能性がある。

2017年2月1日に庶民院によって可決された、欧州連合条約第50条に基づき英国首相に離脱権を履行する権限を与える法案は、「ユーラトム」条約によって制定され、英国が1973年1月1日に欧州経済共同体の加盟と同時に加盟した欧州原子力共同体からの同時離脱も規定している。原子力分野における継続的な協力および運営の連続性を考慮して、英国は国際原子力機関の一員のまま、具体的な合意について適切な交渉が行われている。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、およびより一般的には既存の原子力発電所の稼働に支障を来す可能性がある。

これらすべての動きが当グループの英国事業に与える影響は、短期間では限定的なものとなる。「第2 3（2）⑤（i）（イ）戦略」を参照。しかしながら、経済情勢が悪化し、エネルギー市場の制約につながる可能性はある。金融および経済環境の変化、デフレまたはインフレの状況、将来の為替レートの変動の可能性、サービスおよび商品の売買ならびに人の移動の両

方に関する新たな法律、規制、課税または通関手数料の可能性、経済事業者が推し進める新たな変化により、当グループは英国市場において新たなリスクに晒される可能性がある。

この新しい環境により、プロジェクトの収益性条件が変更され（特に「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）、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の評価見直しまたは離反さえ招く可能性がある。為替レートが変動したり関税が変更されたりすると、特にヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクトに影響する可能性がある（「第3 2（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」における解説5 Dを参照。）。

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重大な悪影響を与えるおそれがある。

③ 当グループの変革に関するリスク

解説3 A：当グループの成長戦略、事業範囲の変更、および統合された当グループ内におけるシナジーは、顧客、当グループの利害関係者および気候保護のために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、気候保護に向けた1つ目の企業責任目標および4つ目の目標に沿って、欧州の主要国（英国、イタリア、ベルギー）および国外において、フランスにおいて低炭素成長の最も大きい、高パフォーマンスで責任ある発電会社として、CAP2030戦略に沿う形で発展を推進する意向である。この戦略は、成長の原動力の追求と既存の資産の活用を結びつける。当グループの変革の戦略および推進力については、「第2 3（1）当グループの戦略」に記載されている。当グループの特に上流部門と下流部門を統合したモデルの活用、または各部門の相互補完および当グループが展開するソリューションの多様性の拡大におけるシナジーが小さければ（第2 3（2）「当グループの事業の概要」を参照。）、物理的および市場の偶発事象、ならびに顧客、子会社および当グループの業績に不利益となる粗利益の損失に関するリスクが増加するおそれがある。地域的な分散効果の付加価値がない場合、または当グループの提案する低炭素産業ソリューションの多様性および相互補完性がない場合、または統合された当グループにおいて展開される事業部門を超えたシナジーが減少した場合、当グループが発電および電力販売事業の季節的性質に対処する能力が落ち、地元の期待の多様性が減少し、顧客および利害関係者との距離が遠くなり、それらを実現するために活用する低炭素産業ソリューションの効率およびそれに伴う競争力が落ちるおそれがある。

当グループは、戦略のための資源を調達するため、成長、転換、再編、および業績計画を実施している（「解説4 B：当グループは、経営実績を管理および継続的に向上できないリスクに晒されている。」を参照。）および売却に焦点を合わせたプログラムを実施している。これらのプログラムは、資産の戦略的分析によって補完される場合があり、かかる分析自体によっても財務のさらなる機動性が求められ、売却または買収につながる場合がある。

当グループは、主として顧客および利害関係者を重視し、特にエネルギー効率サービスにおける統合されたサービス・ソリューションの提供、低炭素および分散型発電ソリューションの提供、ならびに持続可能な開発アプローチによる、顧客および現地の地域社会の非常に近くにおける拡散貯蔵ソリューションの提供を開発し、統合する意向である。

ソーラー・プラン、電力貯蔵計画および電気モビリティ計画は、当グループ内で既に広く利用可能な産業ソリューション（特に風力、水力および原子力）に加えて、当グループが提供する低炭素エネルギー・ソリューションを開発し、その幅を広げるための、3つの主要な手段である。

保護的な契約条項があったとしても、当グループは、当グループのサービスに関する、またはかかる条項を履行するために採用する様々な低炭素産業ソリューションに関する各種プロジェクトが、予定の時間枠に従って、十分な経済、財政、規制、パートナーシップ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当グループの顧客および利害関係者が表明するニーズに長期的に応え、当初予測していた収益性を確保できることを保証することはできず、これにより、当グループの財務状態、気候変動対策およびその評判に悪影響が及ぶ可能性がある。

解説3 B：技能の転換および育成は、当グループの変革、事業部門の需要ならびに新たな組織および作業方法を考慮すると、不十分である可能性がある。

人材の育成は、2つ目の企業責任目標である。当グループの事業の範囲は、急速に変化する環境において、かつ、エネルギーおよびデジタル移行との関連で、変化しているため、新たな事業ラインがいくつも生まれ、新たな作業方法が採用されている（拡張会社、プロジェクト・プラットフォームの運営、テレワーク等）。従来の事業ラインも、特に水力部門および原子力部門ならびに電力網が大きく変化しているが、非常に高度な専門性は維持し、同様に高い安全性および保安の文化が求められている。人材および社会組織的側面は、当グループの業績にとって重要な要因である。新たなニーズおよび新しい事業ラインに関する需要の予想、事業範囲の変更を円滑にするために求められる機能的および地域的調整により、技能および組織の適応および継続的变化が促される（「第2 5（1）優れた専門性：雇用および技能開発」を参照。）。資格または承認の取得には数年かかる場合があり、知識および経験の移転を十分にカバーしている必要がある。技術およびそれに伴う事業ラインの急

速な変化には、個人および組織の両方のレベルにおいて、ならびに作業方法ならびに個人および集団の技能の取得および移転に関して、柔軟性および適応能力が必要となる。

EDFグループは、時間をかけて技能とニーズを動態的にマッチングすることを最大の課題とみなしており、変化を円滑にするために適切な手段を取っている。しかしながら、採用される方法が、十分である、時宜を得ている、または満足のいく条件であるとは限らず、その場合には、当グループの事業、財務状態および雇用者としての評判に影響を与える可能性がある。

解説3 C：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（2018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。現在フランスで行われている年金改革は、当グループのコミットメントに影響する可能性がある。

上記のコミットメントをカバーするために、当グループは必要に応じて、外部委託基金または年金基金を設立している。場合によるが、2018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。2018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18.8年、英国では19.5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（「解説4 D：当グループは、金融市場におけるリスクに晒されている。」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る、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

④ 当グループのパフォーマンスに関するリスク

解説4 A：当グループは大型プロジェクトの管理（原子力と原子力以外の両方）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し、建設および規制承認に長期にわたる手続が必要なプロジェクトを実行しなければならない。膨大な数の利害関係者が関与する可能性がある。プロジェクトは、現地の開発プロジェクトと連携する必要性が生じたり、現地の承認に関連して困難に直面したりする可能性がある。これらのプロジェクトの統制は、世界中の新規プロジェクト一つ一つにつき、開かれた対話および協議のプロセスを整備するという5つ目の企業責任目標に含まれている。

かかるプロジェクトには、新エネルギーのための洋上構造物（フランスにおける洋上風力）、フランスもしくは英国における何千万もの顧客をカバーする配電網を通じた新メーターの設置、国際水力発電プロジェクトの実施、または何十年にもわたる大規模原子力投資の実施（主としてグラン・カレナージュ（Grand Carénage）、EPRプロジェクトおよび廃炉プロジェクト）が含まれるが、これらに限定されない。技術、事務管理、資金調達または許認可の問題は、プロジェクトのスケジュール、関連費用または収益性に影響する可能性が高い。

原子力事業および原子力プロジェクトに関するその他のおよび具体的な課題、ならびにリスクについては、「第3 2（1）

⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。

より一般的には、これらのプロジェクトの実施は、多くの技術、産業、業務、経済、規制または環境リスクに晒される可能性がある。そうすると、当グループの事業、業績、資産価値、財務状態、評判および見通しに悪影響が生じるおそれがある。

解説4 B：当グループは、経営実績を管理および継続的に向上できないリスクに晒されている。

当グループは、当グループの経営実績および財務実績を常に改善し、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。これらのプログラムの目的は、達成できない可能性がある。

エネルギー、および具体的には電力は、一般的な経済活動と非常に密接に関連した事業であり、主として経済環境の変化ならびに顧客および利害関係者の変化するニーズに効果的に対応するため、経営実績の反応性および柔軟性が求められる。

当グループの経営実績および財務実績は、顧客のエネルギー消費を最適化するために革新するという4つ目の企業責任目標達成における主要な条件である。これにより、当グループの持続可能な開発方針に明記された持続可能な開発の実績目標の達

成が可能となり、その他の企業責任目標、すなわち、気候変動対策に専心するという1つ目の目標、脆弱な人々を支援するという3つ目の目標、および生物多様性に対する取組みを行うという6つ目の目標の達成に寄与する。

当グループが変革できるか否かは、経営成績の達成に左右される。

しかしながら、当グループは、当グループが実施する業績向上プログラムが予想どおりの成果をあげるとも、計画された予定どおりにかかる成果をあげるとも、または当該プログラムが規制および経済の動きならびに当グループのコミットメントに共同で対処する上で十分であるとも、保証することはできない。

期待された経営成績を達成できない場合、および経営実績改善目標を達成できない場合は、当グループの財務状態および評判の悪化、ならびに変革能力の低下に直結する可能性がある。

解説4 C：当グループは、サプライ・チェーンならびに顧客および供給業者との契約関係の運用上の連続性、ならびに事業活動において購入する原料、機器または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。

当グループのニーズは、特に業界サービスの構造および変化、または新規利用による競争の激化（特に情報システムの高まるニーズとエネルギー事業者のニーズとの競争の激化）から、表面積の限られたまたは緊張の高まる市場において発生する場合がある。気候遷移は、サプライ・チェーンにさらなる緊張を生む可能性がある。気候変動の効果は、サプライ・チェーンに影響するおそれがある。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、電力およびエネルギー・サービスの価格設定に使用される特定原料の価格の変動によっても影響を受ける可能性がある。また、一部の原料、機器またはサービスは、利用可能な業界供給より需要が大きくなる場合があり、そうなるとその費用および入手可能性、ならびに費用、取引高および契約上の柔軟性といった当グループの供給能力に影響が生じるおそれがある。

当グループは、現在、特定の技能および相応の経験を有する限られた数の事業者に依存している。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軽減し、これらの特定の技能を有する1つ以上の供給業者またはサービス供給業者が債務不履行に陥った場合は当グループがリスクに晒される。これは、特にOrano、Westinghouse、GEおよびAlstomについて言えることである（「第3 2（4）依存因子」を参照。）。かかる多様な供給業者の株式保有または統治の変更もまた、費用、現行契約の運用上の連続性ならびに実施されるサービスまたは提供される商品の費用に影響を与える可能性がある。

地理的、地政学的、産業または規制の制約がある場合、当グループにとって原料の不足は重要な意味を持つおそれがある。原料または半完成材料が当グループのニーズに応じて入手、加工またはパッケージング条件を管理できるか否かは、規制当局の強い要求、警戒強化、または研究開発行為もしくは新たな産業ソリューションの開発を通じた代替ソリューションの模索を行うための準備金の有無に左右される可能性がある。

かかる事業を管理できるか否かは、財務状態および、供給業者との関係を通じて、人材育成に関する2つ目の企業責任目標の達成に、直接影響する可能性がある。

解説4 D：当グループは、金融市場におけるリスクに晒されている。

EDFグループは、その事業により、以下の金融市場におけるリスクに晒されている。

- ・流動性リスク：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、当グループの拡大に必要な投資、長期の原子力へのコミットメントのための専用資産ポートフォリオへの充当金を賄うため、また起こりうる例外的事象に対応するために、十分な財源を保持していなければならない。当グループの新たな負債による調達能力、既存の負債の借換能力、またはより一般的には金融市場における資金調達能力、およびこの趣旨で交渉可能な条件は、格付機関による当グループのグループ企業の格付を含めた多くの要因に依存している。当グループの債券は、外部の格付機関によって定期的に格付されている（「第3 3（3）⑥（i）（ロ）格付」を参照。）。EDFの債券格付が引き下げられると、既存の借入金の借換費用が増加し、当グループの資金調達能力に悪影響が生じる可能性がある。資金需要を満たすためにハイブリッド債を活用することで、特に会計基準が変更された場合は、当グループの財務書類に変更が生じる可能性がある。
- ・カウンターパーティー・リスク：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。このリスクは、マージン・コールの利用によってヘッジされる可能性がある。市場のボラティリティが高い場合、当グループは現金を結集しなければならない可能性がある（「第3 3（3）⑥（i）（イ）（b）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。当グループは長期の契約を有するため、不利な為替変動はプロジェクトの収益性に影響するおそれがある。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 3（3）⑥（i）（ハ）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。

- ・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 3（3）⑥（i）（ホ）株式リスクの管理」および「第3 3（3）⑥（i）（ヘ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。
- ・金利リスク：当グループは、当グループが事業展開する様々な国において金利の変動に関するリスクに晒される。これらの金利は、中央銀行の決定に一部依存している。金利の上昇は、当グループが最適な条件で資金を調達できるか否か、または市場の資金が不足している場合に借換えを行えるか否かに影響する可能性がある。金利の変動に対する当グループのエクスポージャーとして、特に2種類のリスクがある。すなわち、（i）当グループの割引負債の変動リスクと併せた固定金利金融資産および負債の価値の変動リスクならびに（ii）変動金利金融資産および負債に関するキャッシュ・フローの変動リスクである。金利の下降は、とりわけ、異なる期間の金利に基づく割引率で割り引かれる、原子力分野における当グループの長期的コミットメントならびに退職およびその他の従業員個別引当金に関するコミットメントの価値に影響する可能性がある。そのように引当金が変動すれば、（i）債務証券の格付に影響し、（ii）専用ヘッジ資産への支払義務を生じさせるなど、当グループの財務状態に影響を与える可能性がある（「第3 2（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスクー使用済燃料の処理業務、廃棄物の回収およびパッケージング、ならびに廃棄物の長期管理に関して当グループが計上した引当金は、費用見積りのための仮定および作業時間の優先順位付けが修正された場合、大幅に増加する可能性がある。」を参照。）（「第3 3（3）⑥（i）（ニ）金利リスクの管理」を参照。）。

金利が0.5%変動すると、税引前利益に対する影響は+290百万ユーロ前後となる（この見積りは参考に過ぎない。本書は、金利上昇が当グループに与える経済的影響について完全には網羅していない。）（借入コストおよび引当金の増加費用に関して財務実績に生じる影響、ならびに従業員給付金に関して営業余剰金総額に生じる影響）。

EDFグループが保有し、変動金利債および譲渡可能債務証券に分類されている金融資産については、金利が1%変動した場合に税引前利益に生じる影響は、22百万ユーロ前後となる。

また、EDFグループの為替リスクは、とりわけ、様々な期間の金利に依存する金利を用いて現在価値に割り引かれる、EDFグループの長期原子力コミットメント（2018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（2018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ことができるだろう。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。

割引率の上限についての規則に関して、2017年12月29日付の命令によって法定割引率の上限が変更された。この新しい公式により、2016年12月31日現在の規制上限（4.3%）から2026年には30年満期固定金利（TEC30）の直近4年間の平均に相当する規制上限まで、10年かけて100ベース・ポイントずつ徐々に引き上げられる。

過去のおよび予測される割引率の変化を踏まえて、この新しい公式は、4.3%の規制比率から4年間の平均比率への漸進的移行（100ベース・ポイントのスプレッドを含む。）を考慮しており、従前の公式とは対照的に、今後数年間の規制上限比率の変化は安定すると思われる。

専用資産によって賄われる引当金を含む引当金の増加は、以下に依存するため、場合によっては当該日現在の専用資産への割当金額に対する機械的な影響を意味しないこともある。

- ・専用資産の収益性およびそれに伴うヘッジ率：ヘッジ率が110%に達す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、監督機関による承認を条件として、割当てを進める期間として最大3年間を設定する選択肢を規定している。

割引率の変化による原子力引当金見積額の変化は、以下のとおり記録されることに注意する必要がある（2018年12月31日現在の連結財務書類の注記1.3.2.2および29.1.5.1を参照。）。

- ・引当金の契約相手方が当初資産として計上されている場合：正味帳簿価額の範囲内で、対応する資産の増加または減少として
 - ・その他の場合：当該期間の財務収益として
- したがって、割引率の変化は、かかる変化があった年の財務業績に確実に影響し、翌年以降には影響しない。

当グループの金融リスクの管理に関する方針および原則については、「第3 3 (3) ⑥ (i) 金融リスクの管理および統制」に記載されている。金融リスクの統制については、「第3 2 (2) ② (ii) (ロ) 金融リスクの統制」に記載されている。

しかし、当グループは、特に外国為替レート、金利および株式市場の大幅な変動に対して、完全な防御を保証することはできない。

解説4 E：当グループは、労働衛生および安全性のリスクに晒されている。

人的資源および関連する技能は、当グループおよびそのサービス供給業者にとって最大の課題である。産業がきわめて多様化する中、当グループの産業施設で働く人々に影響する可能性のある様々なリスクのルールおよび留意事項を忠実に守ることは、労働衛生および安全を守る上で緊要である。

2018年5月29日、EDFの会長兼CEOは、国際労働機関のジュネーブ本部において、世界労働組合連盟の2機関の書記長（インドストリアル・グローバルユニオンおよび国際公務労連（PSI）のローザ・パヴァネリ）と、責任ある雇用者として、人権および社会的権利についての世界協定に調印した。この協定は、国際労働協約に従い、EDFが24か国で行うすべての産業活動および第三次活動を網羅する。当グループの160,000人の従業員を対象とした共通の基準を策定すること、および社会的対話を強化することを目的としている。この協定は、当グループが事業を行うすべての場所において、従業員および下請業者の人権、多様性、衛生および安全、技能の育成ならびに社会的保護を推進する。この取組みは、2つ目の企業責任目標に沿うものである。

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。

解説4 F：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。

当グループの事業のグローバル化および特に事業遂行の際の倫理違反行為を抑制する規制枠組みの強化は、当グループ、その従業員または当グループに代わって行為する第三者を刑事制裁および民事制裁に晒す可能性があり、EDFの評判および株主価値に悪影響を与える可能性がある。

フランスにおいては、透明性、腐敗撲滅および経済活動の現代化に関する2016年12月9日付法律第2016-1691号は、同法に基づき設立されたフランス腐敗対策機関の監督下で、違反すれば行政処分または刑事処分を適用する条件で、会社に対し、腐敗または斡旋収賄を防止および特定するための措置を講じるよう義務付けている。この法律には、告発者を刑事訴追または懲戒処分の可能性から保護するシステムがあり、企業の枠組みに内部警告報告システムを提供する（「第2 3 (3) ⑥ (i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される一般的規制」を参照。）。これらの規制により、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。

当グループは当グループの実務が現行の規則を確実に遵守するよう、必要な措置をすべて講じてはいるが、遵守できないリスクは完全には排除できない。

当グループは、事業活動の結果、複数の訴訟および仲裁ならびに規制当局による調査の当事者となっており、このうちの重要なものについては、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。当グループは、今後、かかる訴訟手続に係わり、または晒される可能性がある。これらの訴訟手続において不利な結果が出た場合、損害賠償金の支払いが必要となった、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。

解説4 G：当グループが運営する施設は、事故が発生し労働安全対策に不備があった場合、特に生物多様性および環境資本の観点から人的環境または自然環境に甚大な被害を与える可能性がある。

当グループが現在運営しているまたは過去に運営してきた施設は、日常的操業の中で、産業事故や環境面および公衆衛生面での影響の原因となり得、なる可能性があり、またはなつた可能性がある。当グループの施設は、同様のリスクに晒される他の事業が行われている産業地域に位置している場合があり、したがって、かかる地域では、当グループの施設が、他の事業者が所有する当グループの管理下でない近隣の施設で起きる事故の影響を受ける可能性がある。

生物多様性の問題は、当グループのすべての施設およびプロジェクト（特にEDFが地主であり重要な天然資源の管理者であるフランスにおけるもの）に関係する。当グループは、6つ目の企業責任目標を通じて、生物多様性に対する取組みを行っている。

労働安全対策およびこれらのリスクの統制は十分に有効ではない可能性があり、その場合は人員、財産および事業の継続性に影響が生じるおそれがある。類似の施設には安全対策が取られる可能性があり、当グループが責任を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。

原子力施設に特有のリスク要因については、「第3 2（1）⑤当グループの原子力事業に関する特定リスク」に別に記載されている。

労働安全対策に不備があった場合、当グループの営業活動、財務状態、法的地位もしくは財産の状態、または評判に悪影響が生じる可能性があり、当グループが生物多様性に関する6つ目の企業責任目標を達成できなくなるおそれがある。

⑤ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

EDFグループは、稼働中の原子炉数という点において世界の主要な原子力事業者である（世界で稼働中の453基の原子炉のうち、EDFグループが原子力事業者である原子炉は73基（出典：国際原子力機関、「原子炉情報システム」。<https://www.iaea.org/pris>は、2019年1月23日現在、世界で453基の原子炉が稼働中であるとしている。））。フランス国内で稼働中の原子炉の数は58基で、原子力発電は、2018年末現在、設備発電容量の47.8%、およびフランスにおける同年の総発電量の71.6%を占めている（出典：RTE、www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux）。EDFは、英国において15基の原子炉を運営しており、2017年の発電量の19.3%を占めている（出典：www.iaea.org/pris）。

当グループは、基礎的な核燃料サイクル施設を有し、2018年に子会社New NPが当グループに統合され現Framatomeになって以降、調査、機器製造およびその他の原子力事業者に対するサービスの提供といった新たな事業を行っている。

さらに、当グループは、中国、米国、ベルギーおよびスイスにおいて稼働中の原子力発電所の少数株主持分を有するが、これらの運営は行っていない。当グループは、フランス、英国および中国において新規原子炉プロジェクトに投資しており、その他の国々、特にインドおよびアラブ首長国連邦、2018年に原子力事業者が当グループと契約を締結した国々においても原子力産業活動を行っている。

したがって、低炭素エネルギーとしてグループの電力構成に占める原子力エネルギーの割合において、当グループの競争および発展上大きな産業資産となっている。

原子力産業の化石燃料による二酸化炭素排出量が産業のライフサイクル全体に与える影響が小さいことを考慮すると、原子力事業の遂行および統制は、企業責任目標の達成に直接寄与する。気候変動対策に専心する、人材育成の取組み、特にエネルギーの貧困に対する取組み、および最も恵まれない人々を含む、クリーンで低炭素かつ競争力のあるエネルギーを利用する権利において、脆弱な人々を支える取組み、顧客一人一人のよりよい消費をサポートする取組み、協議に関する取組みおよび生物多様性に関する取組み。

EDFの原子力事業は、以下の問題を伴う。

- ・他の原子力事業者同様、現在の義務は、原子力発電所事故を防止するため、および事故が発生したと仮定してかかる事故の影響を抑えるため、技術的および組織的規定に基づいて原子力の安全を常に優先することを意味する。原子力事業は、当グループが原子力事業者としての責任を果たす国々において、原子力安全当局の監督下で行われている。原子力の安全だけを絶対最優先事項として考慮しなければ、当グループに重大な、または致命的な影響が生じるおそれがある。
- ・当グループの原子力事業は、特にフランスにおける基礎原子力施設の監視および定期的な再審査制度等、第一に原子力安全、環境および公衆衛生の保全、また悪意のある行為に関する安全保障上の問題（特に、テロの脅威）を勘案した詳細かつ厳格な規制の対象となっている。かかる規制は、フランス国内または欧州の当局によって大幅に強化される可能性がある（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。さらに、規制の強化または現行規制もしくは将来規制の不遵守により、当グループの1か所以上の発電所が一時的もしくは恒久的に閉鎖されるかまたは金銭的罰則が課される可能性がある（フランス環境法第L.596-4条を参照。）。規制に違反した場合、または引き受けたコミットメントを履行できなかった場合、第三者がEDFを相手取って訴訟を提起する可能性もある。原子力安全当局（ASN）からの要求の高まりおよび管理の強化により、EDFの遵守費用およびリスクが増加する可能性がある。

- ・原子力事業は、エネルギー供給の安全保障および温室効果対策に効率的に寄与することができるが、事業を行う上で異なる期間について競争力および受諾を確立しなければならない。原子力事業は、本質的に多額かつ長期の（時に何十年にもわたる）投資を必要とする。産業サイクルが1世紀またはそれを超えることから、稼働中の発電所の維持管理および改修プログラムの長期的な健全性および効率性、新たな原子炉プロジェクト、ならびに非常に長期のコミットメントの尊重には、必然的に、細心の注意を払わなければならない。
- ・核燃料サイクルは、産業の長期的見通しに不可欠である。EDFは、様々な利害関係者と長期的戦略を策定する特定の責任を負う。
- ・原子力事業は、フランス、欧州および世界中の多くの産業パートナーを結集する産業活動である。フランスにおいては、EDFは公的機関から原子力分野の指導的役割を託されており、子会社Framatomeを統合したことで、かかる責任およびFramatomeの事業の履行に関する特定のリスクが伴う。

EDFが世界最大の原子力事業者であることを踏まえると、EDFグループが世界的な主導者であることに伴うリスクを持続可能な形で管理することができるよう、常に世界的フィードバックを活用し、国際的な最良の慣行と比較している（国際原子力機関および世界原子力事業者協会（WANO）の基準およびフィードバックの活用。）。

解説5 A：上記の4番目のカテゴリーに記載された産業パフォーマンスの管理に関するリスクに加えて、原子力事業者としての責任を履行し、原子力の安全性を最優先にすることで、原子力事業における当グループの全体的なパフォーマンスが決定する。この結果、当グループは、原子力に対する民事責任のリスクに晒されている。

原子力の安全の主たる責任は、原子炉の運転サイクルを通じて原子力事業者が負う。原子力の安全を最優先することで、原子力事業全体の産業パフォーマンスが牽引される。原子力事業者が設計を配慮することも、原子力の安全の一要素である。運転上の安全を管理できない場合、当グループの産業資産、財務状態および発展の見通し、または産業活動の継続にまで、重大な、または致命的な影響が生じるおそれがある。

当グループの原子力事業に関連して深刻な事象が発生し、人々もしくは地域に影響を与える可能性がある場合、または実際に影響が確認された場合、当グループの産業施設の操業に対する制約が大幅に増大し、または当グループの原子力事業が部分的もしくは全面的に妨害されるおそれすらある。そのような事象は、当グループの事業、財務状態、戦略および評判に重大な悪影響を与えるおそれがある。

パリ条約締約国の原子力施設事業者に適用される原子力民事責任制度および適用される保険については、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第3 2（3）⑥原子力施設の操業に対する特別保険」に記載されている。この制度は、原子力事業者が厳格な責任を負うことを原則としている。したがって、原子力損害の要因となる事象が生じた場合、当グループには、当該損害の要因となった事象の原因およびいかなる安全対策が行われたかの如何にかかわらず、当該国で適用される法律が定める財務上の限度額において自動的に損害賠償責任が生じることになる。

当グループは、その原子力施設を運営する国において、法律によって定められる損害賠償限度額が引き上げられないとも撤廃されないとも保証することはできない。例えば、パリ条約およびブリュッセル条約を改正する未発効の議定書（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）では、当該限度額の引上げおよび対象となる損害の大幅な拡大が定められている。グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律第2015-992号に基づき、2016年2月18日現在、新たな金額が適用されている。フランスの事業者の現在の損害賠償額は、施設における原子力事故については700百万ユーロ、輸送中の原子力事故については70百万ユーロとなっている。これらの議定書が提示するその他の変更が発効すれば、保険に係る費用はさらに増加する可能性が高く、当グループは、この損害賠償額をカバーする保険が常に存在するとの保証も、当グループがこれらの保険を常に維持できるとの保証もできない。当グループの原子力事業者としての民事責任をカバーする保険については「第3 2（3）⑥（i）原子力事業者の民事責任」に、核物質の輸送をカバーする保険については「第3 2（3）⑥（ii）核物質の輸送に関する民事責任」に記載されている。

EDFの原子力施設への物的損害は、保険契約の対象となっている（「第3 2（3）⑥（iii）原子力施設への損害」を参照。）。かかる保険範囲にもかかわらず、当グループの原子力施設が甚大な損害を被るような事象が発生した場合には、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、特に、2011年3月に日本で発生した原子力発電所事故等の事象による保険市場への影響に関して、原子力発電事業者の賠償責任および施設への物的損害の両方について保険を提供している保険会社に常に支払余力があるとの保証も、保険に係る費用が著しく増加しないとの保証もできない。

解説5 B：当グループは、その原子炉の稼働について、現行の計画期間を超えて継続するための許認可を取得できない可能性があり、また当該期間の終了まで利用する許認可すら取得できない可能性がある。リスク要因4 Bに記載された複雑なプロジェクトの管理に加えて、当グループは、稼働中の発電所の改修（フランスにおける大規模修繕）のため、操業費用および期限を管理できない可能性がある。

フランスにおいて当グループが現在運営する原子炉群は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。これにより、当グループは、特に規模の経済を達成することが可能となり、最新原子炉に対して行われた改善をすべての原子炉に適用することが可能となり、かつ、ある原子炉が故障した場合には、その他の原子炉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、この規格化には同時に、機能不全が複数の原子炉または一世代もしくは一連の原子炉に共通して起こるという潜在的リスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。当グループは、重大なまたは費用のかかる修繕または改造作業を発電所の全部または一部について実施しなければならない事態に直面しないと保証することはできず、また当グループの発電所の運営またはその発電量に影響を与えるもしくは当グループの発電所の全部または一部の一時停止または永久的な閉鎖を招く事象が起こらないと保証することもできない。

10年に1回の点検中に行われる定期評価において、および日本の福島事故後、当グループは、「大規模修繕」と呼ばれる大規模な作業計画を策定し、その基本方針は取締役会の承認を受けた。後者の潜在的リスクは、特に原子力安全当局（ASN）から受ける予定の許認可に関して、操業を開始するために必要な許認可の評価が遅れる可能性があることなどである。かかる不確定要素は、多くの産業計画が同時に実行されている状況において、敷地における新設備の製造および引渡しまたは敷地において実行される作業にも関係する可能性がある。

各原子炉および各認可段階につき、ASNは、事業者が講じるべき措置を決定し、さらなる指示を与える。原子炉格納建造物および原子炉容器等、交換不可能な機器の容量が60年間の稼働に耐えることを証明するため、解決策の研究がなされている。かかる研究は、フランスだけでなく世界のデータに基づいており（米国の原子炉6基が、80年に延長された耐用年数について調査を受けている。原子力規制委員会（NRC）の職員は、その後の免許更新（SLR）を、60年から80年に延長された耐用年数について行うと定めている（<http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>。）。）、調査中の耐用年数につき安全マージンを確認することを可能としているが、既存の発電所について（必要であれば）講じるべき追加の保護措置を特定する必要性が生じる可能性もあり、これはそのパフォーマンスに影響するおそれがある。

新規ユニットの建設および関連する投資を延期し、引き続き低炭素発電の恩恵および既存の発電所からのキャッシュ・フローを受けるために、当グループはここ数年、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（フランスでは既に5基の原子炉でこの期間を超過している。）。900MWe系列の原子炉の4回目の10年点検（VD4-900）には、従前同様、施設が現行のリファレンス設計に準拠していることの検証、および安全性の再評価が含まれている。このことで、国際的な最良の慣行、ならびに施設の状態、運営を通じて得た経験、ならびに同様の施設にも応用できる知識およびルールの変更を考慮することによる、安全性レベルのさらなる向上が可能になる。

ASNは、定期的再評価の結論を出した報告書に基づき、点検および再認定テストの結果を考慮して、各原子炉の稼働の延長について審査する。900系列の原子炉の4回目の再評価に関しては、2020年2月には最初の最終報告書が、トリカスタン1について発表される予定である。ASN局長は、2020年に全体的な見解を発表すること、および2021年にはASNがEDFに適用される実行可能な要件を提示することを確認した。ASNは、次の主要な要素に依拠する。すなわち、2018年2月28日付でASNに送信され、900系列の原子炉の4回目の定期的再評価においてEDFが提案した対策を評価する、目標に対する反応についての覚書、原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会の監督の下、2018年度下半期に行われた再評価の一般的段階についての公開討議の結果、現在2020年に計画されている無期限「原子炉」群の終了、ならびに2020年2月に最初の当該原子炉についてEDFが提出する予定の4回目の定期的再評価についての最初の最終報告書である。

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（2018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」を参照。）。2018年12月31日現在の連結財務書類では、900MWのPWRユニット（フェッセンハイムを除く。）の償却期間を40年から50年に延長しているが、各10年点検後、原子炉ごとに稼働を継続することの許認可に関して原子力安全当局が行う決定には影響を与えない。

フランスの原子力発電所のその他の系列（より新しい1,300MWおよび1,450MW）の会計処理期間は、延長のための条件を満たしていないため、現時点では40年のままである。これら他の系列の耐用年数を後に延長することは、引き続き当グループの産業目的の1つであるが、これは実現できない可能性がある。

英国では、稼働中の原子炉、特に特殊技術を要する改良型ガス冷却原子炉（AGR）の供用期間中検査および改修プログラムにより、結果としてダウンタイムが長引く可能性がある。

EDF Energyの既存の原子力発電所における原子炉の現行の計画耐用年数は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）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、AGR発電所の耐用年数は平均10年延長されており、PWRの耐用年数を現行の計画である40年から20年延長することを目指している（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。しかしながら、当グループは、英国において適用される原子力安全規則を踏まえた上で、EDF Energyがその既存の原子炉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、スイスおよび中国において）経済的利益を有する原子炉について、同様の金融リスクに晒されている。当グループは、これらのユニットについて実行される予定の、費用のかかる修理もしくは改良、または耐用年数、発電量もしくは供給力に影響を与える可能性のある事象に対して、当グループの持分の金額を上限に寄与することを求められる場合がある。フランスおよび英国同様、これらの国々の原子力安全当局も、特に国際的な経験からのフィードバックの活用および先行事象の可能性の事前対処に関して、追加の作業または統制を要する決定を下す可能性がある。

さらに、当グループがその原子力施設に関して行う運営の質および変更にかかわらず、原子力の安全性に責任を負う原子力事業者の主導で、または原子力安全当局の要請で、これらの施設のいずれかに対して運営上の安全マージン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。

最後に、当グループは当事者ではないが世界の広範囲に影響を与える深刻な原子力事故が発生した場合、当グループの原子炉および当グループが出資する原子炉について新たな改修を行うよう、安全当局に要求されるおそれがある。

当グループは、関係当局から耐用年数の延長の許認可を取得できることを保証することはできない。また、特定の条件の下でかかる延長許可を取得できたとしても、その財務上の影響は、特に投資に関して、当グループの原子炉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及ぶ可能性がある。これらの事象は、当グループの財務状態に重大な悪影響を与えるおそれがある。

解説5 C-1：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する必要が生じ、または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、2017年12月31日現在は28.1十億ユーロであったのに対し、2018年12月31日現在は27.7十億ユーロであった（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」、ならびに2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記45.3を参照。）。

専用資産の参照ベースを測定する引当金に大幅な変更がなされた場合、かかる資産の価値を調整するための追加的な割当てが必要となる可能性があり、これはEDFの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。さらに、国レベルでの規制（特に、EDFが構成する専用資産の基準に影響を与え得る規制）または欧州レベルでの規制の強化が、専用資産の構成に関する要件をより厳しくすることにつながり、EDFの財務状態に重大な影響を与える可能性がある。

最後に、これらの資産は、厳格かつ慎重な規則に従って設定および管理されているが、当グループは、金融市場の価格変動または価値変動が当該資産の価値に重大な悪影響を与えないと保証することはできず（感応度分析については、「第3 3（3）⑥（i）（ヘ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）、その結果、EDFは、当該資産の価値を回復させるために、さらなる割当てを行わなければならない可能性があり、かかる事象は、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

英国では、原子力コミットメントへの資金供給は、英国政府が設立した独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。したがって、事業者は、この目的で管理している資産はない（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

専用資産の金額が当グループの長期的コミットメントの支払計画をヘッジするのに利用できないまたは不十分である場合、当グループの財務状態および評判に悪影響が生じるおそれがある。

解説5 C-2：当グループが放射性廃棄物の最終処理および貯蔵に割り当てた引当金は、特に使用済燃料の再処理および廃炉による長寿命廃棄物については不十分である可能性がある。

当グループは、特に、事故の場合もしくは使用済燃料または廃棄物を通じて第三者または環境に損害を与えた場合には（燃料および廃棄物が当グループ以外の請負業者（特にフランスにおいてはORANOグループおよびフランス放射性廃棄物管理庁（ANDRA））によって取扱われ、輸送され、貯蔵され、倉庫に入れられまたは保管されている場合も含み、特にかかる請負業者による不履行の場合には）、適用ある廃棄物規制に定義される原子力事業者または放射性廃棄物排出者として責任を負う可能性がある。

フランスでは、EDFグループは、原子力施設の操業中、原子炉から生じた使用済燃料の再処理中、および原子力施設の廃炉作業中に生じたすべての放射性廃棄物に対して責任を負う（「第2 3（2）①（i）（ニ）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。）。

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号における複数の調査の主題となっている。当グループは、あらゆる長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物がフランス環境法第L.542-1-1条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成し、また結果としてこの廃棄物を直接地層深くに埋めることができるようになると保証することは

できない。これは特に、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号に基づき採択された2016年2月10日付原子力政令が、行政当局に対し、放射性物質を放射性廃棄物として、また放射性廃棄物を放射性物質として再分類する権限を与えたためである。また、当グループは、公的機関がかかる貯蔵を承認するまでの期間についても保証することはできず、廃棄物の行く末、EDFが負う責任および結果的な費用に関する不確実性をもたらす可能性が高い技術指針について、どのようなものが取られるか保証することもできない。

EDFは、長寿命高レベル放射性廃棄物の最終貯蔵として国際的な基準となっている地層処分を前提として評価され、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が2006年に行った合理的な作業に基づき、廃棄物の長期管理に引当金を割り当てている（2018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。）。DGECの監視の下、EDFも協力して深層貯蔵の費用が新たに計算されたことを受けて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、2016年1月15日付命令において、2011年12月31日現在の経済情勢に基づき新たな参考費用を250億ユーロに設定した。かかる費用は、当グループの2015年末現在の財務書類に計上されている（2018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おり、省令にも明記されているとおり、プロジェクトの進捗に伴って定期的に修正される。放射性廃棄物を深地層で処分するCigeoプロジェクトについてANDRAが提示した安全オプション・ファイルに関する、原子力安全当局の2018年1月11日付意見第2018-AV-0300号には、当該プロジェクトが安全オプション・ファイルの段階で全体として満足のいく技術的成熟を達成している、と明記されている。残る留保分、およびANDRAが2022年からの地層処分場の建設許可を取得するために行われる補足調査は、廃棄物の長期管理規定の改正につながる可能性がある。

2006年6月28日付法律第2006-739号は、黒鉛などの長寿命低レベル廃棄物専用の貯蔵センター（FAVL）について規定するものである。ANDRAは、2015年7月、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に基づき中間報告書を提出した。この報告書は、いくつかの貯蔵概念を評価し、黒鉛廃棄物をスレーヌの敷地に貯蔵する可能性を考慮に入れている。すべてのFAVL放射性廃棄物の管理のための総合産業計画は、2019年末までにPNGMDRによって策定される（「第2 3（2）①（i）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。引当金は、適宜調整しなくてはならない可能性がある。

英国では、British Energyが再編された際、既存の原子力発電所から発生する特定の放射性廃棄物の管理に関して、当局との間で契約が締結された（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。これらの契約の条件に従い、特定の放射性廃棄物の管理に係る責任および一部の費用負担は、英国政府に移転している。ただし、上記契約の範囲に含まれない廃棄物の管理、貯蔵および処理に関する財務上、技術上および法律上の責任は、引き続きEDF Energy Nuclear Generation Limitedが負う。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギー、スイスおよび中国において）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、使用済燃料および廃棄物管理に関連する将来的な支出負担のため、その株式保有の割合に応じた金融リスクに晒されている。

これらの技術的および産業的感応度の要因に加え、現在繰り入れられている引当金の額は、今後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（2018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。）。

2018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」（2018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。廃棄物の長期管理ならびに廃棄物の回収およびパッケージングについては、廃棄物の遠隔貯蔵所が満期を迎えたことによる割引効果が非常に大きかったため、年度末の経済状況に基づく費用は32,164百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は10,597百万ユーロである。注記29.1.5.2「マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析」では、引当金の種類別に、割引率の変動に対する引当金および当グループの業績の感応度を分析している。

当グループが責任を負う廃棄物の処理および最終貯蔵に関して、完了までの費用およびスケジュールを管理できなければ、当グループの財務状態および評判に悪影響が生じる。

解説5 C-3：原子力施設の廃炉に関して当グループが割り当てた引当金は、十分ではない可能性がある。特に、リスク要因4 Aに記載された複雑なプロジェクトの管理に加えて、既存の原子力発電所の廃炉には、現時点で予測できない困難が生じる可能性があり、またはその費用が現時点の引当金を大幅に上回る可能性がある。

フランスにおいて進行中の作業（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）は、現行の原子力発電所およびスーパーフェニックス発電所（「第1世代」の発電所）より以前に建設され稼働していた発電所に関するものである。かかる事業では、4つの異なる原子炉技術を扱っている。すなわち、重水炉（プレナリス）、ナトリウム冷却高速炉（クレ

イ・マルヴィルにおけるスーパーフェニックス）、黒鉛減速ガス冷却炉（シノン、サンローランおよびビュジョイにおけるUNGG原子炉）、および（ショーにおける「PWR」）である。これらの事業はEDFにとって初めてのことであり、PWRを除き、国際的なフィードバックが少ないか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要がある、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。ショーにおけるPWRの廃炉にはいくらかのフィードバックがある（基本的に米国のもので、限定的である。）ものの、PWRが洞窟の中にあるという画期的な特徴のため、経験を直接移転できるものではなく、また固有のリスクも伴う特異な事業となっている。

ショーにおけるPWRからのフィードバックにより、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」の発電所）の将来の廃炉費用の研究および見積りを、可能な限りまとめることができる。それにもかかわらず、EDFも他の事業者も当グループの現行のPWR発電所に相当する規模での廃炉プログラムを開始したことがなく、したがって、見積りには特にこのスケール効果に関するリスクが伴う。

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または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も左右される。

これら技術的および産業的感応度の要因に加え、現在繰り入れられている引当金の金額は、今後数年の間に変動する可能性がある。かかる引当金の評価は、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。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。

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（2018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。）。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（2018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。）。

フランス国内における原子力発電所の廃炉引当金に関しては、年度末の経済状況に基づく費用は27,331百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は15,985百万ユーロである。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4,346百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は2,526百万ユーロと評価されている。2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.5.2「マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析」では、引当金の種類別に、割引率の変動に対する引当金および当グループの業績の感応度を分析している。

フランスの基礎原子力施設に関するFramatomeおよびSOCODEIの引当金は、それぞれ77.5百万ユーロおよび45.5百万ユーロである（2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記30「その他の施設廃止引当金」を参照。）。

英国では、British Energyの再編に関して締結された取決めにに基づき、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉費用については原子力負債ファンドより支払われる。同ファンドの資産が不十分な場合、英国政府がかかる費用を負担する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（中国、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、その寄与に応じた金融リスクに晒されている。

当グループが責任を負う原子力施設の廃炉に関して、完了までの費用およびスケジュール、ならびに関連する引当金を管理できなければ、当グループの財務状態および評判に悪影響が生じる。

解説5 D：複雑なプロジェクトの管理リスク（リスク要因4 A）に加えて、EPRプロジェクトの成功は、特定の産業、規制および財政要因に左右される。

EPRプロジェクトの成功は、原子力産業セクターのパフォーマンスおよび評判、ならびにそれを通じて当グループの業績および評判も決定づける。

フラマンビル3プロジェクトは、当グループにとって、産業、規制および財政面で大きな課題である。

期限までに完了できるか否かは、特にフラマンビルEPRの主要二次回路のパイプについて行う予定の、53か所の溶接作業の作業計画の実施、今後行う起動試験の成功、およびASNから受けなければならない様々な許認可の取得を条件としている。この枠組みにおいて、原子炉の起動期限を2023年4月11日まで延期するための予防措置として、EDFは2019年3月11日、環境連帯移行省に対して建設を許可する命令の改正を申し入れた。

当グループは、新たな不確実性に対処しなければならない可能性がある。求められる許認可を取得できないおそれがあり、または判決によって許認可が危うくなる可能性がある。

さらに、EDFは、耐用年数を通じて当該施設の安全を高水準に保てるよう、さらに10か所の溶接作業の妥当性を示すための具体的なプロセスをASNに提案している。当初該当していた溶接作業のうち2か所はその後適合していると判断されたため、その数は8か所に減らされた。

ASNは、フラマンビル3の溶接作業に関するEDFの戦略について、2019年5月に見解を発表する予定である。この戦略に対するASNの評価が否定的であれば、作業現場の引渡しに向けた完成期限に間に合わなくなる。予定が遅れば、建設費用が増加し、現在の目標を超過することになる（2015年は10.9十億ユーロ（中間利息を除く。）。チームを動員したにもかかわらず、完了までのスケジュールは過密である（「第2 3（2）①（ii）（イ）フラマンビル3EPRプロジェクト」を参照。））。

既存の原子力発電所の更新時に競争力の高い原子炉を設置するため、EPR2プロジェクトの調査が続けられている。競争力目標を達成できない場合、適切な規制枠組みがない場合、または原子炉の整備を続けるために必要な許認可を取得できない場合、当グループの財務状態に影響が生じるおそれがある（「第2 3（2）①（ii）新たな原子力プロジェクト—EPR2」を参照。））。

中国において、当グループは、中国のパートナーであるCGNと並んで、TNPJVC（Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）に30%の持分を有している。台山1は、2018年6月29日に送電網に接続される予定の最初のEPR原子炉であった。2018年12月13日に稼働が開始された。台山の原子炉2号機は、2019年の稼働開始に向けて起動試験を継続中である。CGNが買取料金を取得するために中国当局と行っている作業如何では、期待した収益目標に見合う買取料金を実現できない可能性がある（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト—台山のEPR」および「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国」を参照。））。

英国においては、設計管理、ならびに製造および建設用地の大きな節目の管理が、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの収益性、および英国における将来のプロジェクトの資金調達を決定する。当グループは、中国パートナーであるCGNの33.5%と並び、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに66.5%の持分を有している（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。プロジェクトの完成までには19.6十億英ポンド（2015年）（中間利息およびプロジェクトの基準為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替レートの影響は含まれない。2018年12月31日現在の為替レートは1英ポンド=1.12ユーロであった。）かかる、と2017年7月現在見積もられている。この見積もりは、特に供給業者と協同行う運転行動計画の成功を前提としている。また、商業的稼働が延期されるリスクは、1号機については15か月、2号機については9か月と予測される。かかる潜在的遅延による追加費用は、約0.7十億英ポンド（2015年）と見積もられている。当該プロジェクトのIRRは、為替レートに影響されやすく、英ポンドがユーロに対して下降を続けた場合は減少する可能性がある。さらに、プロジェクトの実施状況は、特に関税、人の移動ならびに商品およびサービスの売買に関するブレグジットの展開条件によって、影響を受ける可能性がある（リスク2Hを参照。）。最後に、プロジェクトのガバナンスは、株主間の不均衡があれば影響を受けるおそれがある。これらの様々な要因が変化すると、当グループの財務状態に影響するおそれがある。

またEDFは、英国における2件の原子力建設プロジェクト、サイズウェルCおよびブラッドウェルBの調査に関して、CGNと別の2件の契約を締結した（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。EDFがサイズウェルCについて最終的な投資判断をできるか、および開発段階を超えてこれらのプロジェクトの資金を調達できるか否かは、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの統制、投資家および資金提供者の存在、ならびに適切な規制および融資の枠組みにかかっている。

2018年3月10日現在、EDFの会長兼最高経営責任者、およびインドにおいて既に22基の原子炉を運営しているNPCIL（Nuclear Power Corporation of India Limited）の会長兼最高経営責任者は、インドのジェイタプールにおける6基のEPR型原子炉の建設について、産業的前進に関する契約を締結した。ジェイタプールは、合計電力容量が約10GWと、世界最大の原子力プロジェクトになる予定である。EDFは、2018年12月14日、初期的提案を行った。この提案の一環として、EDFは、GEおよび子会社Framatomeと共同で、プロジェクト全体のエンジニアリング・コントラクターおよびEPR技術の供給業者となる。EDFは、最初の2基の原子炉につき、すべてのエンジニアリング調査およびすべての部品調達業務を請け負う（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト—開発中のプロジェクト」および「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（b）東南アジアおよび南アジア」を参照。））。

EPRプロジェクトの成功および当グループが関与するEPR原子炉の運転安全性において基本となるのは、EPRプロジェクトの設計段階の最初から設計および実施を通じて運転安全性に責任を負う、最終的な事業者の義務である。

Framatomeは、現在、当グループの子会社であるため、フランス国内外において他の原子力事業者または顧客のために行う活動を通じて、当グループをリスクに晒す可能性がある。エクスポージャーは財務面であるか、または当グループの評判に関わるものである可能性がある。Framatomeの産業パフォーマンスは、フランスおよび英国におけるEDFの原子力事業者にとって、依然きわめて重要である。EPRプロジェクトが無事完了するか否かは、Framatomeが各EPRプロジェクトにおいて調査、部品またはサービスを提供する際の質、および契約条項の遵守にかかっている。

FramatomeのEDFグループへの統合が成功し、その結果として価値が生まれれば、原子力プロジェクトにとって融合フレームワークとなり、結果的にシナジーを醸成することになる。これらの目標を実現できなければ、フランスの原子力セクターの競争力および国際的発展における当グループの競争力、ならびにすべてのEPRプロジェクトの成功が脅かされるおそれがある。

これらのプロジェクトは、特に資金調達面で、行政上の許認可および免許の取得ならびに（場合により）さらなるパートナーシップの構築を必要とする。これらは、多数の産業パートナーおよび多額の投資を要する大規模かつ長期的なプロジェク

トであり、その資金調達および価格決定の状況については確認が必要である。経済および制度の状況に鑑みると、かかる資金調達は遅延する可能性がある。

当グループの契約コミットメントを遵守できない場合、またはこれらのプロジェクトの実行もしくはこれらの原子炉の運転における大規模事象による当グループの潜在的エクスポージャーは、当グループのエクスポージャー、法的立場および財務状態、または当グループの評判に、重大な影響を与えるおそれがある。

最後に、機関、地域、国および外国、産業および財務利害関係者を含む、すべての利害関係者とEPRプロジェクトについて協議および対話を行うことは、5つ目の企業責任目標の達成に直接寄与する。

解説5 E：上記の4番目のカテゴリ「パフォーマンス」のリスク要因4 Bに記載された産業パフォーマンスの管理に加えて、当グループは、原子力事業において核燃料サイクルの管理義務を負う。

当グループの営業コストは、核燃料購入を含む。

EDFは、フランスおよび英国における原子力発電所において、ウラン、転換サービスおよび濃縮サービス、燃料集合体、および使用済燃料の再処理事業の供給を受けている。

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制度的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。

新しい核燃料または使用済核燃料の貯蔵および輸送は、特別な安全保障措置が要求される産業活動である。こうした要求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。

この産業物流システムが崩壊した場合には、新たな燃料集合体を運び込めなくなるか、または中間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量を削減するか、または全部もしくは一部を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）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

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、Orano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（2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）。2016年から2023年までの期間に関する実施契約は、2016年2月に締結された（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。現行の契約の対象ではない期間を対象とする引当金の現行の計上金額は、同契約の更新条件が現行より不利なものとなった場合には、再評価されるべきである。

2018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」（2018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18,737百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は10,698百万ユーロである。

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。

（2）当グループのリスクおよび事業の統制

本項の目的は、重要とみなされる活動またはリスクに関連する統制手続、および2018年の主要な長期手続に焦点を合わせ、2018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、当グループの政策集によって定義された枠組みに沿っている。また、AMFのリスク管理および内部統制の参照枠組み（2010年7月22日発表）に規定された一般原則も遵守し、主要な国際報告ガイドライン、特にCOSO-2013の変更点に基づいている。

① 統制環境

（i）一般的な制度

枠組み：グループ政策集

2017年以降、EDFグループは、執行委員会が認証および承認した当グループの政策に沿って、事業およびリスクの統制を行っている。この政策集は、すべてのグループ企業および子会社のために持続可能で事業部門を超えた要件を規定するものであり、以下のテーマが含まれる。管理および運営、倫理およびコンプライアンス、安全保障、持続可能な開発、人的資源、購買、不動産および一般サービス、法務、財務および市場、通信、情報システムおよびデジタル変換。定期的にアップデートすることにより、規制の変化および戦略的指向性に要件を適合させることが可能となる。

統制システムの目的

方針「グループ機能原則／リスク管理および内部統制」に規定された当グループのリスクおよび事業を統制するシステムは、以下を目的としている。

- ・関連する効果的な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および機会を特定し、定期的に再評価すること。
- ・恒常的に以下を保証すること。
 - －法令の遵守
 - －当グループの方針の遵守
 - －内部プロセスの適切な機能（特に当グループの資産の保護に資するもの）
 - －財務情報の信頼性
 - －あらゆるリスクおよび活動の全般的統制

実行の原則

実行の基本的原則は、以下の3つの統制モデル・ラインに基づいている。

- ・第1の統制ライン：あらゆるレベルの各マネージャーは自己の担当業務につき、自己の業務に関する主要なリスクの特定および管理、スタッフの担当業務に対するかかる統制の徹底、特定されたリスクの統制行動が相応に支援されていることの徹底、特定されたリスクおよび統制行動についての自己評価による、自己のマネージャーに対する正式な定期報告について、責任を負う。
- ・第2の統制ライン：当グループ事業の統制に対する寄与については、「第3 2（2）①（iv）リスクおよび事業に係る第2の統制ライン：担当部署および使命」に記載されている。このうち、リスク統制および内部統制機能は、全体的な統制行動をまとめ、当グループの統治機関に対する報告書を作成する。リスクおよび事業を統制するための具体的な措置については、「第3 2（2）②リスクおよび事業の統制制度の実施」に記載されている。
- ・第3の統制ライン：独立した監査システムが、当グループのグループ企業のリスクおよび事業の管理行動について、その適切性および有効性を確認し、当グループの事業部門を超えた主要なプロセスおよび大型プロジェクトの管理状況を確認し、より一般的には当グループのリスクの統制レベルを確認することができる。（「第3 2（2）①（v）第3の統制ライン：当グループの監査機能」を参照。）

3つの統制ラインに基づくこれらの措置はすべて、当グループのマネージャーおよび統治機関に対して、主要なリスクの特定および範囲に関する「合理的な保険」を与える。

範囲

統制範囲（規制対象のインフラ事業者である子会社を除く。）に関して、これらの目的および原則は、執行委員会の構成員が管理する部門または子会社によって実施され、当該構成員は、自己が管理する部門、業務ユニットまたは子会社においてかかる目的および原則が実施されていることを確認する。

当グループの他の子会社（規制対象のインフラ事業者である子会社および重要な持分）に関しては、EDF統治機関の代表者は、各子会社につき、事業およびリスクの統制システムが整備されていることを確認し、リスクの分類、内部統制および監査業務（プログラムおよび主要な結果）に関する情報を定期的に提供する。また、これらの各措置の有効性および妥当性について、各企業の定期監査を通じて確認することができる。その上で、規制対象のインフラの事業者についても原則を適応させ、経営の独立性に関する義務を確実に遵守している。

（ii）権限委譲および技術的認可

会長兼最高経営責任者は、当グループの組織およびこれらのグループ企業の責任者に割り当てられた任務と一貫するよう、運営チームのメンバーに対して、自己の権限の一部を委譲する。

調達のための組織は、プロセスを適切に管理することを意図して設置されている。調達契約は、調達部門担当部長もしくはその代理人が署名した後に、基準金額に応じて、会長兼最高経営責任者、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当該部門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、再委譲に係る技能の評価を受けていること、およびかかる管理者に資源が提供されていることを、前もって確認しなければならない。これらの要件は、EDFのスタッフもサービス提供者も、作業を行うすべての者に適用される。

当グループにおける権限委譲の指示書は、権限の委譲の性質、影響およびその管理規則について、EDF企業に情報を提供し認識を高めることを目指している。

(iii) 経営組織

EDFの経営幹部の組織については、「第5 4 (2) ①執行委員会の構成員」に記載されている。執行委員会の各構成員は、自己の担当範囲内のリスクを統制するために必要な一切の行為を行う責任を負う。

リスク委員会

執行委員会は、少なくとも年に2回、リスク委員会の形で定期的に会議を開き、特に当グループのリスクの分類および内部統制業務の評価を検討する。当グループにとってのリスクの優先順位を決定し、当グループの戦略に関してかかるリスクの軽減戦略を共有し、これを主導する執行委員会の構成員を指名する。またリスク委員会は、監査業務（年間計画、結果）についても検討する。

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、執行委員会の企業投資委員会（構成は執行委員会と同じ。）（CECEG）は、コミットメントの規模および／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 2 (2) ② (ii) (ハ) コミットメントの承認」を参照。）。

(iv) リスクおよび事業に係る第2の統制ライン：担当部署および使命

第2の統制ラインは、当グループのすべてのサポート部門（調達、通信、持続可能な開発、倫理およびコンプライアンス、財務、不動産、法務、人的資源、リスク、資産の保護、一般サービスおよび情報システム）からなる。これらの部門は、業務執行取締役と連係して、当グループにおける自己の事業ラインの全体的な管理および指揮システムを運営する。具体的には、これらのサポート部門は当グループの方針の実施について、準備および調整に責任を負う。

(イ) 当グループのリスク部門

当グループのリスク部門（書記長に直属する。）の任務は以下のとおりである。

- ・リスクおよび内部統制方針を策定すること。内部統制機能をまとめること。特に主要なリスクについて連結分類を作成およびアップデートすること。当グループの内部統制を評価すること（システムの詳細については、「第3 2 (2) ② (i) (イ) リスク分類ならびに事業およびリスクの統制に関する報告」を参照。）。
- ・会長兼最高経営責任者および執行委員会に対して、新興リスクおよびこれまで十分に観察されていないリスクについて警告すること。
- ・エネルギー市場リスク方針を策定することで、エネルギー市場リスクが確実に統制されるようにすること（「第3 2 (2) ② (ii) (イ) エネルギー市場リスクの統制」を参照。）。
- ・金融リスク（金利、外国為替、流動性および信用）および契約相手方の債務不履行リスクを定義し、統制すること（「第3 2 (2) ② (ii) (ロ) 金融リスクの統制」を参照。）。
- ・投資および長期コミットメント・プロジェクト（CECEGに付託される。）についてのリスク分析の包括性および妥当性を統制すること（「第3 2 (2) ② (ii) (ハ) コミットメントの承認」を参照。）。
- ・危機管理および事業継続方針を策定すること。危機管理組織がグループ・レベルで確実に機能するように維持すること（「第3 2 (2) ② (i) (ロ) 危機管理および事業継続」を参照。）。

(ロ) 企業財務部門

財務部門は、主として以下の任務を通じて、当グループの事業の統制に寄与する。

・パフォーマンス管理

—当グループのパフォーマンス計画の策定の支援、ならびにグループ企業および事業ラインが講じる措置の検証による、当グループのグループ企業のパフォーマンス管理への寄与。このため財務部門は、経済および財務のパフォーマンス管理に関する方針の枠組みにおいて、当グループの各事業の経済モデルに適用したいくつかの管理指標を採用している（この方針は、EDF SAのすべてのグループ企業および子会社に適用される。ただし、規制対象のインフラ事業者については、指令第2009/72/CE号および第2009/73/CE号に規定された経済監督枠組みによって株主権が行使される。）。

- ―部門および被支配子会社全般におけるパフォーマンス・レビューを通じた、予算の実施の監督への寄与。
- ―ポートフォリオ・レビューならびに経済および財務の最適化分析の実施。
- ―財務管理方法およびプロセスの開発および周知徹底。これにより当グループ内における財務管理文化の周知徹底に寄与する。
- ・報告
 - ―当グループの経営サイクル・プロセス（予算、予測の修正および中期計画）の監督。会計および財務報告方針の枠組みにおいて、部門レベルおよび子会社レベルでこれをまとめ、選択肢を提案することが目的である。財務部門は、決定を行う前に、想定される業務による財政面への影響または提案されたパフォーマンス・レベルを分析して警告を発し、提案を行う。
 - ―中長期的な財務の軌道の開発。
- ・会計
 - ―EDFの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定めたグループ報告方針を用いて、会計制度を確実に遵守すること。
 - ―「第3 2（2）②（iii）財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続」に記載されているシステムに基づく当グループの「会計および財務の内部統制」に関する手引書に規定された、当グループの会計および財務の内部統制システムの整備。
- ・課税
 - ―税務の一貫性の確保。かかる要件は、当グループの税務方針に記載されている。
 - ―法律および申告上の義務について、特に当該テーマを監視することで事実かつ適切に履行されるようにすること。
 - ―繰延税金についての追跡会計および会計の定期的な妥当性チェックを確実に行うこと。
 - ―当グループの税金リスクの特定および統制。
- ・財務および投資、保険
 - ―資金調達、現金および金融リスク統制の枠における当グループの資金調達の確保。
 - ―特に当グループのヘッジ対象資産、負債および当グループ全体の貸借対照表の金融リスクに対するエクスポージャーを統制するために、当グループの貸借対照表および財務実績に特有のすべての行動を調整すること。
 - ―投資、取得および売却、ならびに帳簿上または簿外の専用資産の管理。
 - ―コミットメント方針が定めるとおり、当グループの貸借対照表および損益計算書に対する影響を予測し、財務の軌道の信頼性を高めるため、執行委員会コミットメント委員会に提出された投資プロジェクトを評価すること。
 - ―保険方針（「第3 2（3）保険」を参照。）が定めるとおり、市場の最良の基準で、当グループの発展をあらゆる面でサポートするような画期的な保険を開発および実施すること。
- ・財務コミュニケーション方針の要件に基づく当グループの財務コミュニケーション（「第3 2（2）②（iii）（ii）財務コミュニケーション」を参照。）。
- ・財務情報システム（IS）：財務ISは、当グループのすべての部門向けの共通の基盤と、国または事業の特異性に応じた各企業または子会社に特有のツールで構成され、データの整合性およびアプリケーションの利用可能性についていくつかの重要な問題を提起する。財務部門は、事業主体として行為する。

（ハ） 法務部および契約管理部門

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。2018年に承認された当グループの法的リスク管理指揮政策に、業務の範囲が規定されている。グループ法務部長が率いる法務部は、EDFグループの法務部と子会社の法務部からなる。

法務部は、潜在的な法的影響を防ぐため、難題を伴うケースおよびプロジェクトについては可能な限り早期に組織的に関与する。その職務において、特に以下の任務を実行する。

- ・当グループが原告または被告となっている主要な紛争の管理（ただし、（i）税法に関する紛争については財務部門が、（ii）雇用法に関する紛争の一部については人事部門の国内雇用法部門が、それぞれ管理する。）。
- ・当グループの戦略の支援およびリスクもリターンも高い事業の保護。
- ・当グループの商業、産業および財務的利益の保護、ならびに特にブランド、専門知識、ノウハウ、データおよび発明の保護を確保しながら、構造調整オペの準備およびリスクもリターンも高い契約の交渉において各事業ラインを支援すること。
- ・法律および規制の変更の監視。注意喚起および認識向上活動の実施。

また法務部は、EDFおよび子会社の一部の主要な契約コミットメントをリストアップおよびデジタル化する安全なプロセス「contrathèque」を整備し、EDFの機密契約資産の知識および統制を保証する。

法務部は、子会社および持分のガバナンス方針によって、各新法人の設立条件、役員の任命手続、および当グループ内のガバナンスの質に対する期待を規定する。

契約管理部門

EDFが締結した契約の管理の向上は、運用、期限および関連費用の統制における主要な課題である。これは、リスク管理の向上および契約管理における機会創出を目的とした「契約管理」機能の役割である。この機能は、契約プロセスを通して各事業ラインの契約管理者を結集する。企業と各部門との間で組織される、契約管理における追加的な防衛線である。書記長に直属する契約管理部門は、この機能の構築、契約管理プロセスの主導、パフォーマンスの測定、および担当部署の専門化に責任を負う。

(二) 当グループの倫理・コンプライアンス部門

事務局長に直属する当グループの倫理・コンプライアンス部門（DECG）は、制裁のリスクを回避するため、当グループの倫理的価値観、ならびに当グループが業務上および立地上適用を受ける主要な規制に対する理解およびその遵守の浸透に責任を負う。当グループのイメージおよび評判のために、当グループのコンプライアンス業務をまとめ、統制し、かつ、当グループの誠実性文化の保護および推進を目指す。執行委員会ならびに取締役会のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会に直属する。

DECGは、2015年12月16日に当グループ会長が策定したグループ・倫理およびコンプライアンス・プログラムを、以下の基準に基づいて実行する。

- ・2016年5月17日、執行委員会が承認したグループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）。かかる方針は、各マネージャーが認識、尊重およびその企業における遵守を確保しなければならない、かかる企業のリスクに厳密に即した主要なルールに準拠している。PECGは、事業関係の健全性チェック、証券取引における商業倫理、個人情報保護、不正対策、贈与および誘引を含め、その展開を容易にするため、手引書および支援指針によって補完される。PECGは、グループ倫理憲章および倫理・コンプライアンス行動規範を超越する参考文書であり、適用される規制の新設に合わせてアップデートされ、監査を受ける。
- ・当グループの3つの価値（尊重、連帯、責任）を中心に策定され、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要件を定めたグループ倫理憲章。2013年憲章の改訂版が、2019年に導入される予定である。
- ・2017年6月1日に公表され、各企業の内部規則に記載されている行動規範。これは、腐敗防止のための参考文書を構成し、従業員全員に適用される（サバンII法の要件）。
- ・EDFグループの倫理・コンプライアンス内部告発システム。これは、当グループの従業員および外部協力者（派遣社員、サービス提供者の従業員等）または臨時従業員（期間限定契約、見習い、研修生等）ならびに第三者が、2016年12月9日付「サバンII」法に基づき透明性、腐敗対策および経済活動の近代化に関して、ならびに2017年3月27日付「警戒義務」法に基づき親会社および下請業者への注意義務に関して、報告を行うことを認めるものである。
- ・マネージャー、取締役および従業員の研修および意識向上措置、ならびに企業倫理およびコンプライアンス担当役員（ECO）のネットワークのための、職務に対する支援。

(ホ) 持続可能な開発部門

EDFグループは、持続可能な開発に関する問題に配慮し、これを全体的な戦略に組み込んでいる。CAP2030戦略プロジェクトは、EDFを「低炭素成長を推進し、効率的で責任ある発電事業者」にすることを目標に、当グループの持続可能な開発および環境アプローチについて新たな見通しを立てている。これには、6つの企業社会責任目標が含まれている。

持続可能な開発委員会（SDC）は、グループ・レベルでは環境業務執行委員会として機能し、ISO 14001に基づく環境管理システムの調整を担当する。

EDFグループは、2002年4月9日に初めて取得したISO 14001認証を維持している。認証の範囲は、EDF、複数のフランス子会社（Dalkia、Électricité de Strasbourg、EDF Renewables、Citelum等を含む。）、およびEDF Energy、EDF Luminus、EDF Tradingおよび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実施されるプロセスは、当グループの環境リスクの統制、特に規制の側面および優先すべき環境問題に関して、構造的組織または適合する組織における当グループの利害関係者に保証することで、補強する一助となる。

グループ・レベルの持続可能な開発に関するすべての要件は、特に気候変動の課題に関する要件を含めてすべて、当グループの持続可能な開発に関する方針に明記されている。気候関連リスクおよび機会の分類は、EDF戦略の定義に含まれている。行動計画は、物理的、財務的および社会的影響を考慮して、気候変動戦略（軽減および適応）のアップデートについて規定している。持続可能な開発部門は、この方針の管理、調整および統制を組織し、実施および統制は当グループの各部門およびグループ企業の責任である。

2018年12月、様々なグループ企業のあらゆるCSR問題をよりよく調整し、戦略的管理を確保するため、企業の社会的責任戦略委員会が設置された。企業の社会的責任戦略委員会は、具体的には、6つのCSRGの分野におけるEDFグループのコミットメント、二酸化炭素削減の取組み、CSR協定およびEV100コミットメントを監督する。

(ヘ) 当グループの情報システム部門

当グループの情報システム部門（GISD）は、様々な任務の中でも、情報システム・ガバナンスおよびデジタル変換、当グループの情報システムのセキュリティおよびデータ管理の方針の実施を監督し、内部統制および関連するリスクのヘッジの主導に責任を負う（「第3 2（2）②（ii）（二）情報システム（IS）の保護」を参照。）。

また、当グループの情報システム部門は、法務部と共同で、個人情報保護に関する当グループの手引書を策定する。グループ企業は、グループ倫理・コンプライアンス方針の適用に従ってこの手引書の適用を義務付けられている。

(ト) セキュリティおよび経済情報部門

EDFグループのセキュリティ組織は、悪意ある行為に対する資産保護に関するグループ方針において定められた要件を確実に遵守することを目的としている。セキュリティおよび経済情報部門は、この方針の管理、調整および統制を組織し、特にこの方針の要件を適用する際の解説、実務指針および方法をグループ企業向けに作成し、提供する。

(v) 第3の統制ライン：当グループの監査機能

当グループの監査機能は、内部監査業務を行う当グループのすべての監査資源からなる。会長兼最高経営責任者の決定に従い、この機能は当グループの監査担当部長が監督する。当グループの監査機能には、監査部門（書記長に直属する“DAi”）、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規制対象のインフラ事業者である子会社に所属するかを考慮し、経営の独立の原則を確実に遵守するよう関係性を適応させている。監査部門は、事業ライン（監査部門による子会社（RTEおよびEnedisを除く。）の監査担当部長の共同指名および相互評価、成功事例の紹介、研修、ツールおよび手法の共有等）の監督を行う。2018年末現在、当グループの監査機能は55人で構成されていた（フルタイム相当量）。

EDFおよび被支配子会社の運営基準

DAi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、その遵守を監視する。

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含まれる。この規約は、倫理の文化を促進し、監査人がその職業および内部監査の実施に関連する基本原則を遵守および適用しなければならないことを改めて表明するものである。

最高監査責任者は、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、実行すべき任務を実施するスタッフの適性に関する有益な情報を提供する。

すべての監査人は、国際基準に則った方法で訓練されている。かかる監査人らは、当グループの様々な事業および外部の監査事務所から採用されている。監査人は、各任務の終了時に評価される。

監査部門の業務全体における適切な機能（監査プログラムの起草から、提案の実施の監視まで）に関しては、主要なプロセスが設定および調整されている。

監査機能は、定期的かつ自発的にIFACI（*Institut français de l'Audit et du Contrôle Interne*（フランス監査および内部統制協会））の評価を受けている。2018年に受けた最新の評価においては、従前と同様に、監査実務が国際的な監査基準を満たしているとの認定を得た。

機能手続

当グループの監査機能は、EDFのグループ企業および被支配子会社の包括的監査を行う。これらの監査には、それぞれの内部統制の健全性調査も含まれ、規模に応じて3年から5年の間隔で行われる。監査部門は、部門を超えた企業レベルの監査を、子会社の監査部門はその責任の範囲内で監査を行う。監査部門は、企業レベルのリスクについて子会社の監査を行う権限を有する唯一の機関である。

監査プログラムは、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで取締役会のレビューを受ける。監査プログラムは、以下を反映して策定される。

- ・主要なグループ企業について、特に内部統制が正確に行われていることを評価するため、重要性に応じた間隔で監査する必要性。
- ・主たる会計および財務プロセスならびに「グループ・ヘッド」プロセス（HR、IS）。

- ・主要なプロジェクト。
- ・当グループのリスク分類において、リスクの重大な特質に応じた間隔で前述の監査を受けていないリスク。
- ・経営幹部の決定の監視。

監査人が大量のデータを活用し相違をターゲットにする一助として、デジタル・ツールが開発されている。

監査後は必ず提案が行われ、その提案は被監査人およびその経営陣による確認後、かかる経営陣および被監査人が起草する行動計画の主題となり、監査部門に送られる。監査部門は、その後12か月から18か月間で、発見された不正を是正するため、これらの是正措置または経営陣が決定したその他の行為が確実に行われるように監視する。

監査機能が行った監査における重要な事象、主要な企業監査結果および対応する提案をまとめた中間監査概要書を作成する。年2回の概要書には、監査プログラムの評価、被監査人の満足度、ならびにHRおよび予算報告が記載される。この概要書は、複数の監査において観察され、経営陣の特別な注目に値する、反復的または一般的な問題の特定も行う。当グループのリスクの統制レベルについて、監査に基づく見方を示す。この概要書は、会長兼最高経営責任者、リスク委員会、次いで監査委員会および取締役会に提出される。

(vi) 外部統制

すべての上場企業と同様、EDFグループは、AMF（フランス金融市場監督局）のレビューを受ける。フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、フランス会計検査院、国家統制官、財務監察院、経済委員会またはフランス国民議会および上院の特別調査委員会の統制も受ける。

法律に基づき、法定監査人は、年次財務書類（親会社および連結財務書類）の証明を行い、当グループの要約中間連結財務書類について限定的なレビューを行う。法定監査人の報告書には、フランス商法第L.225-237-3条以下が定めるコーポレート・ガバナンスについての情報の検証が含まれる。

EDFは、その事業を考慮して、エネルギー規制委員会（CRE）および原子力安全当局（ASN）の統制も受ける。

② リスクおよび事業の統制制度の実施

(i) 一般的な統制制度

(イ) リスク分類ならびに事業およびリスクの統制に関する報告

企業の事業およびリスクの統制に関する報告

各グループ企業（EDFおよびその被支配子会社の範囲で2018年は60社）は、自己評価に基づく事業およびリスクの統制、ならびに進展させるための行動の概要について、年次報告書を作成する。各報告書により、行われる統制のレベルおよび講じる措置について、当該グループ企業の取締役の承認するコミットメントが発生する。2018年、CAP2030の簡素化要求を満たし、それに伴って経営陣の関与を推進するため、自己評価枠組みは、関連性が高く、数を絞った統制ポイントを特定するよう変更された。

報告書には、内部統制、資産保護に関する報告、ならびに倫理およびコンプライアンス報告が含まれる。倫理およびコンプライアンスに関する部分は、グループ倫理・コンプライアンス方針の要件を満たしている。これには、倫理警告システム、腐敗リスクの防止（取引関係の健全性管理、贈与および誘引の監督）、金融倫理（マネーロンダリングおよびテロリズムへの資金供与のリスクの防止、市場での濫用行為の防止、EMIR（欧州市場インフラ規制（EMIR）：市場インフラに関する欧州の規制）規制の遵守）、競争法の違反防止、利益相反の防止、個人情報の保護に関する規則の遵守、不正行為の防止、嫌がらせおよび差別の防止、部門別の規則の遵守（エネルギー市場の統合性および透明性に関するREMIT規則（エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則）、軍民両用品に関する規則）、および国際制裁プログラムの遵守等が含まれる。

資産の保護に関する部分は、悪意ある行為に対する資産保護に関するグループ方針の要件を満たしている。これには、国外旅行中の個人の安全、重要な資産の保護、および無形資産の保護（機密情報の特定、分類および保護）が含まれる。上記に加えて、自己評価はより一般的に、すべての「事業ライン」活動、および当グループの方針において特定された事業部門を超えたその他の分野におけるすべての要件の統制について、それらのリスク分類に沿って報告する。最後に、自己評価は、AMFの枠組みに即して会計および財務の内部統制に関する要件の統制についても報告する（「第3 2（2）②（iii）財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続」を参照。）。

企業リスク分類

グループ企業は、当グループ全体に共通する方法に基づき、年間リスク分類を作成する。各グループ企業のリスク分類の作成プロセスは、以下に基づく。

- ・「第3 2（2）①（i）一般的な制度」に記載されている管理の責任原則。
- ・内的リスクおよび外的リスク、業務リスクおよび戦略リスク、ならびに機会を含め、可能な限り広範囲に特定するためのリスクの類型論。

- ・各リスクの影響、確率および統制レベルの定性的評価方法。
- ・リスクを取り扱う行動計画の概要、およびその有効性の評価。

当グループのリスク部門と各グループ企業の間では、リスクの妥当性および実施する統制行動の健全性を問うため、数々の協議が行われている。

方法－ツール：このアプローチの裏付けとして、各企業は方法論的指針を利用できる。また、リスクの情報交換および統合を推進および確保するため、2016年からはリスク管理情報システム（SIGR）が導入され、2017年には当グループ全体で利用可能となった。

グループ・リスク分類

内部監査部門との組織的照合によって補完されるこの報告に基づき、EDFグループは、経営陣および統治機関に対し、主要なリスクおよび統制レベルについて定期的にアップデートされた統合的見解を提供することを目的として、内部統制の全体的な評価を含む主要なリスクの統合的分類を作成している（当グループのリスク分類には、主として環境リスクおよび気候変動に関するリスク（物理的リスクおよび移行リスク）が含まれる。これらのリスクについては「第3 2（1）当グループが晒されるリスク」に記載されている。）。これらの文書は年末に作成され、リスク委員会によって検証され、監査委員会による調査後、取締役会に提出される。

2015年以降、リスク委員会は、当グループのリスク分類において、業務上または戦略上の重要性に応じて選別した少数の「優先リスク」を特定している。これらのリスクと戦略プロジェクトCAP2030との関係は、リスク統制行動計画が、対応するプロジェクトに可能な限り多く含まれるよう、優先されている。

（ロ） 危機管理および事業継続

危機管理および事業継続方針は、危機管理および事業継続に関する組織原則を定め、その実施に必要なシステム全体を規定している。この方針の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・危機管理体制および恒久的警告システムが確実に備わるようにすること。
- ・関連リスクの危機管理手続の存在を確認し、定期的にアップデートすること。
- ・危機期間におけるすべての利害関係者との調整手続を策定すること。
- ・危機および危機訓練からのフィードバックが、同様の危機を回避し、またはその影響を軽減するために、体系的に確実に活用されるようにすること。
- ・各グループ企業における事業継続計画の存在を確認すること。
- ・危機に陥ったすべての事業者について、専門職の育成が行われていることを確認すること。

これらのメカニズムの効率および全体的な一貫性は、危機訓練のプログラムを通じて試される。2018年は、当グループの危機組織をサイバー危機リスクへ対応させることに、特別な注意が払われた。

（ii） 特定の統制制度（会計および財務情報を除く。）

（イ） エネルギー市場リスクの統制

当グループは、年1回、当グループのエネルギー市場リスク方針に基づき、当グループのリスク部門の助言を求めた後、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。この方針は、以下について規定する。

- ・承認済みヘッジ戦略。
- ・リスク管理と統制の責任を明確に区別し、当グループの連結エクスポージャーの監視を可能にする、管理および測定システム。
- ・リスク制限を超過した場合の、当グループの経営幹部が関与するリスク統制プロセス：トレーディング業務の特性を考慮して、子会社EDF Tradingの統制システムは強化されている。
- ・2段階のエネルギー市場リスク統制ユニット：企業が業務上の統制を行い、当グループのリスク統制部門が第2の統制を確実に行う。

当グループのリスク部門は、取締役会の監査委員会に対して、年1回、この方針の実施状況の評価を提出する。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 3（3）⑥市場リスクの管理および統制」に記載されている。

また、グループREMIT指令は、当グループがエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する欧州規則を遵守していることを確認するための期待値を規定している。

（ロ） 金融リスクの統制

資金調達、現金および金融リスクの統制に関する方針は、当グループのすべてのグループ企業が、金融リスク（具体的には流動性、金利、為替およびカウンターパーティー）を継続的かつ系統的に特定するよう義務付けている。当グループのリスク部門は、以下を通じて、これらのリスクの二次統制を行う。

- ・ 方針の原則（作業管理枠組みの策定、方法、エクスポージャーの監視、リスク指標の定期的な計算、およびリスク制限の遵守の監視）が適切に適用されていることの確認。
- ・ 現金管理を担当する金融取引担当部署のポジションの統制。かかる業務には、指標およびリスク制限が毎日および毎週チェックされるシステムがある。市場委員会（財務投資部門および当グループのリスク部門をまとめる機関）は、四半期に1回、必要に応じて、作業管理枠組みの適用除外要請および新たな金融商品に対する投資要請をチェックおよびレビューする。

EDF SAの専用資産に関する金融リスクの構成、管理および統制に関する方針は、財務部門の管理する専用資産のポートフォリオに適用される。当グループのリスク部門は、リスク管理の原則およびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業枠組みを策定する。

(ハ) コミットメントの承認

コミットメント方針は、コミットメント委員会が以下に関する当グループ（規制対象子会社を除く。）のすべてのコミットメント・プロジェクトを調査する、と定めている。

- ・ 50百万ユーロを超える投資、投資引揚、ならびに合併および買収案件。
 - ・ 契約の全期間で200百万ユーロを超える金額の供給、作業またはサービスの費用。
 - ・ 電気については5TWh、ガスについては10TWh、石炭、石油、排出権および二酸化炭素排出権については150百万ユーロを超える年間量または金額の、エネルギー、排出権および二酸化炭素排出権の長期購入または売却。
 - ・ バックエンド原子炉および核燃料サイクル・サービスを供給する複数年計画。
 - ・ 廃炉（義務移転作業を含む。）または核燃料サイクルのバックエンドに関するコミットメントの年間プログラム。
 - ・ それぞれが50百万ユーロを超えない複数の投資を通じて、長期にわたる可能性の高い当グループの戦略的プロジェクト。
- 議題であるプロジェクトには、定義されたリスクの分析のための方法論的基準に従った、リスクの徹底分析が含まれる。

コミットメント案は、必要に応じて、「第5 5（1）②（iii）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。「戦略的売却プロジェクト」については、機密および感応度を維持するため、売却委員会が個別に調査し、監督する。

(ニ) 情報システム（IS）の保護

情報システムの保護は、以下を重視した情報システム・セキュリティ方針に基づいて行われる。すなわち、情報システムに関する管理者の関与の強化および資産の保護、情報システム保護リスクの管理、新たな規制上（欧州の個人情報保護規制、軍事計画法等）の義務の考慮である。

ISに特有のリスクの内部統制およびカバーは、以下に基づき、当グループの情報システム部門において調整されている。

- ・ 事業部門を超えたリスク分類および実施すべき統制行動を承認する、（EDF SAの情報システム部門および主要子会社の最高情報責任者からなる）ISグループ委員会。
 - ・ 情報システムの保護に関する様々なチェックおよび監査に続き、統制行動を一貫させ、調整および監視する、当グループの情報システム・セキュリティ・マネージャー。
- 2018年、ISの保護に関して実施された主要な措置は、以下のとおりである。
- ・ 情報システム・ガバナンスおよびデジタル変換政策を通じて、当グループのCISO（最高情報セキュリティ責任者）を真の「グループ・サイバー・セキュリティ担当部長」に変革すること。かかる部長は、当グループのすべてのISを規定し、事業の特権を尊重しつつサイバー・セキュリティの監査を行うことができる。
 - ・ 全ユーザーに向けたサイバー・セキュリティ通信計画、ならびに各部門の経営委員会および各子会社の執行委員会に向けた個別の意識向上キャンペーンの実施。
 - ・ グループ企業を対象とする年1回のサイバー・セキュリティ評価の実施。
 - ・ 最も重要な資産の保護の継続的強化。
 - ・ サイバー・インシデントをより忠実に考慮するための当グループの危機管理システムの適応。
 - ・ 災害復旧計画のテスト、および2019年初めに行われた「グループ規模」サイバー・セキュリティの危機管理行動の策定。

(iii) 財務および会計情報の信頼性に関する内部統制手続

(イ) 報告方針

内部統制に関する手引書は、2011年、AMF（フランス金融市場監督局）の参照の枠組み（2010年改定）に沿うよう、会計および財務情報に関して完全に再編された。また、2015年および2016年にも、当グループの新たな内部統制力学に適合するよう改定された。統治、役割および責任の基本は変わっていない。

EDFグループ（当グループの連結財務書類の範囲は、連結財務書類の注記に記載されている。）が使用する会計基準は、国際会計基準審議会（IASB）が発表し、欧州連合の承認を受け、2018年12月31日現在適用されている国際基準を遵守している。これらの国際基準には、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）、ならびにSICおよびIFRICの解釈が含まれる。会計規則および方法は、当グループの会計原則に関する手引書に明記され、連結財務書類の注記に要約されている。

作成および当グループの財務部門への報告に適用される原則については、会計および財務報告方針に規定されている。統制手続に関して講じるべき措置については、当グループの会計および財務の内部統制に関する指令に記載されている。事業ラインおよび子会社の各部門の財務管理担当部長は、それぞれの所属する企業の経営委員会の一員である。規制対象のインフラ事業者である子会社を除き、運用管理および経営管理機能の管理によって、共同で指名および評価される。事業部門および子会社からの担当者のネットワークにより、様々なグループ企業全体への指示の浸透、および実施の統一が容易になる。

各EDF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。これに対して、各取締役は、当グループの税務会計担当部長から会計の質についての評価文書を受け取る。これは、様々な評価要素（内部統制の結果、会計の質のダッシュボード指標、CSP2Cによる会計評価文書、個別の行動）に基づくもので、進展を強調し、実施または継続すべき改善措置を決定する。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。子会社に関して、各法人は、当グループの会計および財務の内部統制に関する指令の実施に責任を負う。

（ロ） 連結財務書類の作成および統制手続

連結財務書類は、会計および税務部門が、当グループの基準および決算指示に従い、各グループ企業（親会社および子会社）が出した単一の勘定科目表を用いて作成している。連結範囲は、すべての重要な被支配会社、被共同支配会社、または重要な影響下にある会社を考慮した上で決定される。EDFが利害を有し、連結範囲に該当する可能性のある会社が重要であるか重要でないかは、定期的に検討され、年に1回、法定監査人の評価を受ける。

中間連結財務書類は監査委員会に提出され、その後取締役会の承認を受ける。年次連結財務書類は、監査委員会のレビュー後、当該事業年度の12月31日付で取締役会が締め、最後に株主総会によって承認される。

年次および半期の財務書類を作成するたびに、各利害関係者から財務書類の公表時に受け取るべき主要な提出物、運用報告書および年次決算の参考資料を明記した指示書を作成する。EDFの各部門および子会社と打ち合わせを行うことで、これらの財務書類の作成が容易になり、一部の取扱いに関する変更を予測できるため、公表される会計および財務情報の信頼性が増す。提出後、作成条件（期日の遵守、情報の質等）を分析することで、連結財務書類の作成および分析過程を定期的に向上させることができる。

貸借対照表勘定および損益計算書に関する情報が毎月報告されることで、複雑な業務の処理を予測することができ、実績の信頼性の向上に貢献している。

予測および経営行為は、単一の参照枠組みおよび会計と経営に共通のツールを用いて行われる。このシステムは、当グループの経営の一貫性に寄与し、あらゆる組織レベルにおける意見交換が容易になり、また当事者間の情報交換の促進、および提供する情報の質の向上にも役立っている。

（ハ） 個別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、島部エネルギー・システム部門、廃炉および廃棄物プロジェクト部門、ならびに人件費の会計については業務執行管理部門を除く。）は、第三次サービス部門の「共通会計」および助言サービス・センター（CSP2C）が処理する（同センターはフランスの子会社の一部について取引会計も行っている）。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、事業および機能部門、共通「会計」サービス・センターまたは（場合により）運用事業ライン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の諸部門と打ち合わせが行われる。

（二） 財務コミュニケーション

財務コミュニケーション方針は、当グループが公表する財務情報の信頼性および整合性を保証するために遵守すべきルールを定めている。投資および市場部門が統制する財務コミュニケーションは、質が高く、一貫し、異なる受け手に同じ内容を示す財務情報を確実に提供すること、および財務情報が現行の法令および規制を確実に遵守すること、という2つの基本目標の達成を目指している。また、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場会社の有価証券を対象とする取引に適用される原則および規則について確認した、市場倫理規約を採用している。この規約の周知徹底と並行して、当グループの従業員に対しては、証券取引規程、特に内部情報ならびに内部情報を保有する業務執行管理者および一部の従業員が当社株式を対象とする取引を行ってはならないブラックアウト期間に関する対策および義務について、意識向上措置が取られている。

(iv) 特定の事業ラインに係る規定

(イ) 原子力発電分野

EDFグループの原子力安全性方針には、いかなる場合も、原子力の安全性がEDFグループの原子力事業における最優先課題である、と明記されている。安全性は、責任および統制という明確な原則に基づいている。原子力施設を運営する当グループの各企業は、それぞれが所在する国に特有の法律および規制の枠組みの中で事業を行い、かかる法律および規制を遵守する義務を負う。いずれも、施設の原子力安全性を確保し、その方法、技能および価値観に基づいて、絶えず安全性レベルを向上する。当グループは、事故の防止、ならびに作業員、一般市民および環境の保護の最高水準を達成することを目指して、共通の原則を策定している。かかる原則は、新たなプロジェクトおよび既存の発電所の両方について、その事業のあらゆる局面に適用される。当グループは、産業パートナーに対しても、これらの目標を達成するよう熱心に働きかけている。

各企業は、原子力事業の適正な実施に責任を負い、決定および行動の各レベルにおいて適切な委任を行う。当グループは、原子力の安全性に必要な資源が割り当てられるよう保証する。

各施設、各企業および当グループにおいて、独立安全性評価を行う内部機関が設置されている（IGSNR（原子力安全・放射線防護総括監査官））。各機関は、他の管理機能から独立して当該マネージャーに直属する。また、直接関係する階層レベルの反応が期待と異なる場合は、その上の階層レベルに警告する義務を負う。

当グループの原子力事業会社は、定期的に国際評価チーム（WANO（世界原子力事業者協会）ピア・レビュー、IAEAのOSART（国際原子力機関（IAEA）の運転管理評価チーム））を受け入れている。

当グループでは、事象およびその潜在的影響について、明快かつ率直な情報交換を推進している。有給の職員およびその代理人、下請業者、監督機関（フランスの原子力安全当局、英国の原子力規制局）、地域社会、および原子力の安全性に関するその他すべての利害関係者に対して、このように質の高い対話が追求され、維持されている。

EDFの会長兼最高経営責任者が委員長を務める原子力安全委員会は、年に数回会議を開き、2月には年1回実施されるEDFグループの原子力安全評価を検討する。原子力安全・放射線防護総括監査官は、会長兼最高経営責任者に任命され、これに直属する。EDFグループのすべての原子力事業について検査業務を行う。毎年、EDF内の安全性について意見を述べる。その報告書は、原子力安全委員会に提出されて討議された後、公表される。

(ロ) 水力発電分野

水力発電における安全性は、水および施設が存在または操業に関係した人および財産に対するリスクおよび危険を低減するため、発電所の設計時およびその操業中に取り一切の対策をもって構成される。水力発電の安全性は電力会社が常に最も重視する事柄であり、以下の3つの主要な活動を中心とする。

- ・ 公的機関、主として環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*—DREAL）の監督下における施設の定期的監視および維持管理による、ダムおよび貯水池の損傷に関連する主要なリスクの対策。最大規模のダムのうち68は、所轄の知事が行う特別行政手続の対象となっている。
- ・ 施設および周辺地域社会の安全を確保するための、異常高水位期間の施設の管理。
- ・ 業務リスクの統制：作業の下流における水域の水位または水路の流れの変化。

EDFは、定期的にダムの監視および維持管理を行っている（継続的な監視を含む。）。各施設における複数データ（コンクリート部の目視検査および機械部品の点検等と併用した、沈下、圧力、漏水の測定）の即時測定および分析により、EDFは、ダムの状態について定期的に評価を行うことができる。グルノーブルおよびトゥールーズにおいては、EDFチームは、最大規模のダムまたは現地に行くのが非常に困難なダムについて、一連のセンサーを用いて遠隔で即時に分析することができる。

さらに、大規模ダムそれぞれについて、精密技術調査を含む危険性調査が10年ごとに行われる。この調査には、排水または水中機器の使用による水面下の部品の点検が必要となる。これらの業務は、公的機関（地域レベルのDREALならびに特に大規模ダムおよび水力発電施設に責任を負うフランス中央政府機関であるSTEEGBH（大規模ダムおよび水力発電による電力エネルギーの技術サービス））の監督の下で実行される。

グループ・レベルでは、水力発電安全性検査官が、自己が直属するEDFの会長兼CEO、および水力発電の安全性に関わる者に対して、年次報告書を提出する。水力発電安全性検査官が分析、点検および評価を行った後で作成されるこの報告書は、当グ

ループの施設の水力発電の安全性レベルについて意見を述べ、その向上および強化のための熟考および進展の根拠を提供することを目的としている。この報告書は、当グループのウェブサイト上で公開されている。

(3) 保険

その資産を保護し、財務状態に対する特定の事象の影響を限定するため、EDFグループは、財産損害、民事責任および人身障害の主要なリスクをカバーすることを目的とした専用の保険プログラムに加入している。原子力リスクは、以下に記載の特別民事責任制度の対象となっている。

① 保険の組織機構および方針

当グループの保険部門は、規制対象のインフラ事業者の経営の独立性を尊重しながら、保険により管理可能なリスク（保険市場および代替市場に移転することが可能なリスク）の全体的費用を継続的に最適化することを目的として、EDFグループの保険方針の策定および当グループ内における当該方針の実施に責任を負う。

かかる部門の責務は、下記のとおりである。

- ・当グループのリスク部門と連携して、EDFグループのリスクのカバーを継続的に分析する（事業ライン別、企業別およびプロジェクト別の分析）。
- ・カバーすることが可能および必要であるすべてのリスクをカバーすることができる当グループ全体の規則を策定するとともに、その費用合計を最適化し、かつボラティリティを管理する。
- ・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監督を行う（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 2（3）②自家保険会社および相互保険会社の利用」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ことができる（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が2017年1月に執行委員会により承認された。

目的

保険方針は、当グループが市場に委譲することを決定したリスクおよびかかる委譲の最適化に係る一般原則（当グループの保険プログラムの設定による購入のグループ化、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険会社、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。保険のアップデート、および当グループのリスクが保険により管理可能か否かの見直しは、2018年12月、監査委員会に報告書が提出された。

2011年以降、財務投資部門取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび財務部門に対し、保険方針の変更およびその実行手続、特に当該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。

保険部門および当グループのリスク部門は、毎年、グループ・レベルでリスク分類の分析を行い、保険システムを整備することでこれを補う。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。

当グループの保険プログラムは、リスク・カバーを均一化し、その管理を効率化する一方で、対応する保険費用を統制するために、可能な限り広範囲の被支配子会社を統一することを目的としている。

規制対象子会社の経営の独立の原則に従い、RTEは、当グループの保険プログラムに含まれない（2015年3月31日付撤退）。

保険契約は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

② 自家保険会社および相互保険会社の利用

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会社を利用している。

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。

またFramatomeは、2018年12月21日以降、ルクセンブルグに再保険会社（Tereco）を有している。

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会社であるOil Insurance Limited（OIL）のメンバーでもある。OILは、相互保険会社であり、そのメンバーに財産損害に補償を提供している。特に、原子力発電所（非核部分）、化石燃料火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに採鉱および生産に関する資産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グループは、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会社であるEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry（ELINI）、European Mutual Association for Nuclear Insurance（EMANI）、Nuclear Industry Reinsurance Association（NIRA）およびBlue Reのメンバーでもある。

自家保険会社および相互保険会社は、EDFが支払われる保険料の合計額および、より一般的には保険制度にかかる費用を削減することを可能にする。

③ 民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）

EDFは、EDF、Enedisおよびこれらの被支配子会社を対象範囲とし、それらが第三者に対して与えた損害により事業中に生じる可能性のある民事責任（原子力損害を除く。）の財務上の影響について補償する一般の民事責任保険に加入している。とりわけ、このプログラムは構造上（水力発電ダム、化石燃料火力発電所、変電所およびその他電力網施設）の運営に関連する民事責任のリスク、当グループの再生可能エネルギー事業（風力、太陽光等）の開発に関連するリスクならびに環境への損害（固形、液状またはガス廃棄物の排出）に関連するリスクを含む。

かかる補償は、保険市場および再保険市場において許容可能な経済条件で得られる範囲内で購入される。最大保険額は1十億ユーロであった。このプログラムにおいてWagram Insurance Company DACおよびOcéane Re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10百万ユーロ以下となる。子会社は通常その財務能力に合わせて控除免責金額を軽減する傾向にある。

④ 役員および取締役に対する民事責任保険

EDFは、執行機能の履行において生じる民事責任の財務上の影響に対して、EDF、Enedisならびにこれらの被支配子会社の役員および取締役を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

⑤ 損害保険（原子力資産を除く。）

（i）従来型の損害保険プログラム

従来型の損害保険プログラムの対象範囲には、Enedis、EDF Energy、EdisonおよびDalkiaをはじめ、EDFのほとんどすべての子会社が含まれる。

当グループの自家保険会社であるWagram Insurance Company DACならびに他の保険会社および再保険会社は、OILの保険に加えて、さらに広範な補償（財産損害および事業中断）に対して最大1十億ユーロを提供している。

この従来型の損害保険プログラムにおいて、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）控除免責金額ならびにWagram Insurance Company DACおよびOcéane Reのリスク負担割合を含む。）は15百万ユーロを超えない。

このプログラムは、子会社の大部分について財産損害が発生した場合の事業中断に対する補償をカバーしているが、EDFはカバーの対象とならない。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を制限するために実施される行動および講じる措置については、「第3 2（2）②リスクおよび事業の統制制度の実施」を参照。

（ii）「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（建設に関するすべてのリスクおよび組立／試験に関するすべてのリスクの保険契約）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルのEPR、ヒンク

リー・ポイントC、コンバインド・サイクル発電所、ダム等の建設のような主要な建設プロジェクトに関してはその都度加入している。

これらの保険は、建設プロジェクトで不測の事象が発生した場合は注意深く監視され再交渉される。

(iii) 暴風雨保険

暴風雨保険の更新に関連して、Enedisは2016年6月27日、例外的規模の暴風雨による影響に対応するために、空中送配電網を対象としたパラメトリック保険契約をSwiss Reとの間で締結した。

この画期的な保険契約は、期間が5年、補償総額が275百万ユーロで、請求がなされたときに、フランス気象局が記録した総合風速指数にEnedisの委託地域の各区域における配電網の脆弱性の重み付けをし、パラメトリック・ベースで補償額を支払う。

(iv) サイバー・リスク保険

2017年7月1日以降、サイバー・リスク保険を導入している。2年間で100百万ユーロを補償する契約で、EDF SAのグループ企業および当グループの子会社のすべてをカバーする。

当グループの情報システムに対するサイバー攻撃を原因とする大規模な障害に関して、その処理に要した費用を補償することが目的である。

⑥ 原子力施設の操業に対する特別保険

(i) 原子力事業者の民事責任

フランスにおいて、EDFの現在の保険方針は、1968年10月30日付フランス法第68-943号、1990年6月16日付法律第90-488号および2006年6月13日付法律第2006-686号（いわゆるTSN法）に従っている。これらの法律は、現在フランス環境法において成文化されており、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を成文化したものである（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

2015年8月17日にフランスで制定されたグリーン成長に向けたエネルギー移行法により、その後、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定が改正され、具体的には、原子力事業者の民事責任限度額が、2016年2月18日以降、原子力施設は700百万ユーロ（低リスク施設は70百万ユーロ）、輸送中のリスクは80百万ユーロとなった。

新たな法定上限を遵守するため、EDFは2015年8月10日、「EDF SA原子力責任保険プログラム」と題した入札公告を発行した。これは、原子力民事責任および関連する請求の管理のため、適切な保険の補償を取り付け、また設定するものである。

この入札公告後に取り付けた保険の補償により、当グループは、財務的影響を抑制しながら新たな債務を支払うことが可能となる。原子力保険市場（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されたAXA）、当グループの自家保険会社、および原子力相互保険会社ELINIとのとの間で、保険が分担されている。

この補償は2016年2月18日付で、期間3年で発効した。期間中に事業者課される債務に想定される変化（特にパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の発効）を考慮して（「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照）、契約の解約を認める条項が含まれている。

請求の管理は、相互保険会社ELINIのコンピューター化された請求処理システム、ならびに必要な人的資源およびネットワーク資源を有する会社EQADに委任されている。

EDF Energyが原子力発電所を運営する英国において、原子力事業者の民事責任規定はフランスの規定と類似している。英国議会は2016年5月4日、「原子力施設命令」（前述の2004年2月の改正議定書を国内法化するための命令）を可決した。これは、2006年のフランスTSN法とほぼ同じ変更であるが、大部分は議定書と同時に発効する。

この命令は、英国の事業者の義務を現在の上限140百万英ポンドから700百万ユーロ相当に引き上げるもので、この金額は5年かけて1.2十億ユーロの上限まで徐々に引き上げられる。

EDF Energyは現在、ELINIおよびWagram Insurance Company DACの保険に加入している。自家保険会社Océane Reも、Wagram Insurance Company DACに対する再保険契約により、このリスクを負っている。

原子力事業者の民事責任に関する法律の詳細については、「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

(ii) 核物質の輸送に関する民事責任

パリ条約に基づき、「荷主」である事業者は核物質の輸送について民法上賠償責任を有し（別段の規定がある場合を除く。）。2016年2月18日、かかる賠償責任の限度額は、損害範囲はそのまま80百万ユーロに引き上げられ（さらなる情報については、「第3 2（3）⑥（i）原子力事業者の民事責任」および「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用さ

れる特別な規制」を参照。）、改正後のパリ条約が発効したときに補償が認められる損害範囲が拡大される予定である。この賠償責任は、現在、前述の原子力事業者の民事責任保険によってカバーされている。

(iii) 原子力施設への損害

相互保険会社であるOILにEDFが加盟していることによる補償は、フランスおよび英国の両国において、原子力事故の影響を除き、控除免責金額である15百万米ドルを超過した400百万米ドルの60%に相当するコールドエリア内の重大な損害をカバーする。

2018年9月30日までは、かかる補償のほか、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（原子力相互保険会社）（「第3 2（3）②自家保険会社および相互保険会社の利用」および「第3 2（3）⑦保険料」を参照。）が補償責任を負う共同保険プログラムにより、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への財産損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに放射能除染費用が、240百万ユーロ超、総額1,760百万ユーロまで補償される。

2018年10月1日現在、

- ・フランスにおいてOILが提供する保護は、敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、控除免責金額である10百万ユーロを超過する90百万ユーロ分を、EMANI原子力相互保険会社、AxaおよびAllianz（Assuratomeによる再保険を付保されている。）ならびにWagram Insurance Company DAC（Océane Reによる再保険を付保されている。）を利用した補償によって補完されている。
- ・英国における保護は、敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、EMANI原子力相互保険会社、英国原子力プールNRIおよびNorthcourt（英国の専門的な保険会社を含む。）が提供する金額240百万ユーロを超過する総額1,510百万ユーロの保険プログラムによって補完されている。

さらに、米国におけるCENG（Constellation Energy Nuclear Group）の事業をカバーするため、EDF Inc.は、米国の原子力相互保険会社NEIL（Nuclear Electric Insurance Limited）に加入している。

⑦ 保険料

すべての種類の保険における当グループの保険料総額は、2018年は248百万ユーロである。

(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。

EDFは、毎年、約13,850社の供給業者と契約している。

当グループの購入部門は、燃料購入、ならびに子会社の一部のための第三次、ITおよび電気通信の購入を除く、EDFの購入を管理している。2018年の合計発注額は7十億ユーロを超えた（EDFグループに所属する供給業者を除く。）。

EDFの供給業者上位5社は、2018年、EDFの全体発注額（燃料購入および当グループの子会社を除く。）の10.4%（2017年は17.5%、2016年は16.4%）を占めており、上位10社では16.4%（2017年は23.9%、2016年は22.5%）を占めていた。

EDFの購入(燃料を除く。)における供給業者の割合	2018年	2017年	2016年
上位5社の供給業者	10.4%	17.5%	16.4%
上位10社の供給業者	16.4%	23.9%	22.5%

2017年と2018年との相違は、主として、2017年12月31日付でFramatomeがEDFグループの子会社となったことによるものである。

2018年の供給業者上位10社は、（アルファベット順に）Alstom Power Service（General Electric Group）、CAPGEMINI Technology Services、Clemessy、ENDEL SAS（Engie Group）、ONET Technologies TI、ORANO Dismantling and Services、SOPRA STERIA Group、SPIE Nuclear、ReelおよびWestinghouse Electrique France SASである。

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、主に原子力分野において、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である情報システムおよび電気通信分野においても、代替することができない。

EDFは、代替不能性および購入量から、いわゆる戦略的供給業者を決定している。

EDFグループは、発電所の建築および組立業者として、また核燃料サイクル統合事業者としての専門性を発達させてきた。このことにより、EDFは、その供給業者の専門性に依存しない技術的な専門性を有している。

EDFグループは、AREVAグループとの間に歴史的に非常に重要な商業関係を有しており、AREVAグループは、核燃料サイクルの各段階、ならびにEDFの発電所における原子力ボイラーの設計、建設および維持管理にも取り組んでいる。フランスでは、

AREVAグループは、原子力分野においてEDFの主要供給業者であり、EDFはAREVAグループの主要顧客であった。2017年12月31日以降、AREVAの事業は2つに分割され、燃料サイクルについてはOranoが、原子力発電所におけるボイラーの設計、製造および維持管理についてはEDFの子会社Framatomeが行っている。Oranoグループのグループ企業に関する相互依存の状況は、現在も続いている。

① 核燃料サイクル分野

燃料サイクルに関連して、EDFおよびOrano Groupの間の関係は、複数年契約により規定されている。

あらゆる種類の燃料を含む上流部門の核燃料サイクル（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題－上流部門」を参照。）に関して、EDFは、Oranoグループに大きく依存している。Oranoグループは、2018年においてEDFの購入の約34%を占め、Framatomeは17%を占めていた（2017年はAREVA-Oranoグループ全体で52%であった。）。

- ・天然ウラン要件について、EDFは、供給源を原産地および供給業者ともに多様化することを目的とした方針を推進している。Orano Group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、Oranoが供給している。
- ・EDFは、ウラン濃縮分野において、その供給源を分散し、現在世界における複数の主要な供給業者を利用している。これらのサービスの大部分は、Oranoのジョルジュ・ベスII工場により提供されている（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。
- ・EDFは、核燃料集合体の製造について、FramatomeおよびWestinghouseの2つの供給業者を利用している。Oranoグループは、フランスにおけるすべての核燃料サイクルのバックエンド（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題－下流部門」を参照。）の運営を行うよう任命された。
- ・使用済燃料の管理に係る業務（除去、即時貯蔵および処理）は、ラアグにあるOranoグループの工場で行われている。これらの運営方法のほか、処理過程で生じた副産物のリサイクルは、2008年から2040年までの期間につき、EDFとOranoの間で締結された2008年12月19日付基本契約において合意され、一連の適用契約に規定されている（2016年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）。2016年2月には、2016年から2023年までの期間を対象とする契約が締結された（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題－下流部門」を参照。）。
- ・MOX燃料の製造を対象とするリサイクルは、OranoのMELOX発電所において実施されている。

② 発電所の開発および維持管理分野

Framatomeは、発電所の建設および維持管理サービスにおいてEDFの主要供給業者である。とりわけ、Framatomeは、原子力ボイラー、その交換部品および対応する安全性の研究を供給している。2011年にEDFはFramatomeとの間で、3回目の10年点検の際、44基のうち32基の1,300MW系列の蒸気発生器を製造するための契約および1,300MW原子炉の制御コマンド・システムの改修工事の契約という2つの主要な契約を締結した。1つ目の契約に基づき、蒸気発生器を製造中であるが、プロジェクトの品質上の欠陥から施設への新たな構成物の搬入が遅れている。2つ目の契約は、2015年、パリュエル発電所の2号機向けの最初の施設の工事が開始された。2016年3月にこの施設で発生したインシデントにより、2018年に完成した（使用済蒸気発生器の取り回し中の落下。「第2 3（2）①（i）（ii）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。当該契約に基づくコマンド・システムおよび制御システムの改修工事は、その後、パリュエル1号機および3号機、カットノン1号機および2号機、ならびにサンタルバン1号機および2号機において無事完了し、フラマンビル1号機においては完成に近づいている。また、数年間にわたり、特にWestinghouseおよび三菱と共同で、ボイラーの一部の主要構成物（44基のうちの12基の1,300MW系列の蒸気発生器はWestinghouseが提供予定）の交換および維持管理サービスの提供について多様化計画が実行されている。900MW（4トリプレット）の蒸気発生器の最後の交換は、2018年、三菱からの発注であった。

EDFは、発電施設の再開発に備え、フラマンビルEPR発電所の建設を開始し、Framatomeと共同で開発したEPR技術を利用することを決定した。このプロジェクトに関連し、2007年、EDFはEPR用ボイラー供給について、Framatomeと契約を締結した。

原子力発電所および化石燃料火力発電所の特定の構成部品の維持管理のために、EDFは、GE Groupとの関係を維持している。また、GE（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。GE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火力発電所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GE Group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原子力子会社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。GEは2018年、Alstomの要請により、GEASTに対するAlstomの持分を取得した。GEASTは現在、GEの完全子会社である。国の権利および関連するガバナンス手続きに変わりはない。EDFが関連する管理委員会は、GEASTの活動およびこれらの契約の適切な履行を監督する。

3【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 業績等の概要

詳細については、「第3 3 (3) 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

2018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 3 (3) ⑤ (ii) 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 3 (3) ⑥ (i) (イ) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2018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 3 (3) ⑥ (i) (ロ) 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 3 (3) 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) 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2018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2018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、2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記1に記載されている。

本書中の数値は、EDFグループの2018年12月31日現在の連結財務書類から抜粋している。

連結財務書類の注記に表示されている2017年12月31日に終了した年度の比較数値は、IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の遡及適用による影響のため、再表示された。かかる再表示の結果、2017年12月31日に公表された売上高および購入エネルギー費用は減少したが、EBITDAは影響を受けなかった（2018年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

IFRS第9号「金融商品」は、2018年1月1日に義務化された。これは金融商品の分類および測定、金融資産に係る信用リスクの減損ならびにヘッジ会計の新たな原則を導入するものである。単純化したアプローチを可能とするIFRS第9号が適用されたが、適用後の初年度の比較数値は再表示されていない。当グループの移行対策および新たな基準による主な影響は、2018年度の連結財務書類の注記2.2に記載されている。

当グループの2018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)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	68,976	64,892	4,084	+6.3	+4.0
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	15,265	13,742	1,523	+11.1	+11.3
営業利益 (EBIT)	5,282	5,637	△355	-6.3	-1.9
連結会社の税引前利益	473	3,401	△2,928	-86.1	-79.0
EDFの純利益	1,177	3,173	△1,996	-62.9	-57.5
経常外項目を除く純利益 ⁽²⁾	2,452	2,820	△368	-13.1	-7.5

- (1) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。しかし、IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチに従い、2018年1月1日以降のIFRS第9号の初度適用に関しては再表示されていない。
- (2) 経常外項目を除く純利益は、IFRSに定義されていないため、当グループの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、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ならびに債券および株式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（EDFの純利益）の当グループの持分（「第3 3（3）④（ix）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)	2018年	2017年
EDFの純利益	1,177	3,173
当グループのCTE ⁽¹⁾ に対する投資の49.9%の売却による利益	-	△1,289
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ならびに 債券および株式の公正価値の変動額を含む。）	777	△94
減損	498	1,030
経常外項目を除く純利益	2,452	2,820
永久劣後債の持参人に対する支払額	△584	△565
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	1,868	2,255

(1) RTE（フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。）の株式の100%を保有する会社である。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日	2017年12月31日 ⁽¹⁾
無形および有形資産	162,219	156,900
その他の非流動資産	48,165	47,424
非流動資産	210,384	204,324
棚卸資産および営業債権	30,137	30,981
その他流動資産	39,358	32,845
現金および現金同等物	3,290	3,692
流動資産	72,785	67,518
売却目的保有資産	-	-
資産合計	283,169	271,842
自己資本（EDF持分）	44,469	41,357
自己資本（非支配持分）	8,177	7,341
自己資本合計	52,646	48,698
非流動引当金	71,772	71,373
特別委譲資産	46,924	46,323
その他の非流動負債	59,012	58,591
非流動負債	177,708	176,287
流動負債	52,815	46,857
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	-	-
自己資本および負債合計	283,169	271,842

(1) 2017年12月31日に終了した年度の比較数値は、IFRS第15号の遡及適用による影響のため、再表示された（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記2.1.3.2を参照。）。

当グループのキャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
当グループのキャッシュ・フロー ⁽¹⁾⁽²⁾	△480	△209	△271	-129.7

(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（「第33(3)⑤(ii)純負債額」を参照。）。

(2) 増資前

純負債額の詳細

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日	2017年12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	59,188	56,846	2,342	+4.1
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,972	△1,176	△796	+67.7

現金および現金同等物	△3,290	△3,692	402	-10.9
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△20,538	△18,963	△1,575	+8.3
純負債額⁽¹⁾	33,388	33,015	373	+1.1

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

② 経済環境

(i) 電力および主要なエネルギー源の市場価格

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。2018年における欧州の電力スポット価格は、2017年よりも全体的に高かった。

(イ) 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
2018年のベースロード平均価格（ユーロ/MWh）	50.2	64.9	61.3	44.5	55.3
2018年/2017年のベースロード平均価格の変動率	+11.6%	+25.4%	+13.6%	+30.0%	+24.0%
2018年のピークロード平均価格（ユーロ/MWh）	59.1	70.0	67.9	52.1	64.8
2018年/2017年のピークロード平均価格の変動率	+10.1%	+23.5%	+10.0%	+22.0%	+18.4%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

2018年のフランスの電力の平均スポット価格は、50.2ユーロ/MWh（ベースロード）および59.1ユーロ/MWh（ピークロード）となり、2017年と比較してそれぞれ5.2ユーロ/MWhおよび5.4ユーロ/MWh上昇した。かかる上昇は、主として3月から9月にわたり上昇したすべてのコモディティ価格、2018年2月下旬に訪れた寒波および欧州全土における夏季の低い風量に起因する。

2018年のフランスにおける需要は、2017年から4.6TWh減少し、合計475.2TWhとなった。原子力発電所の稼働率および水力発電量が大幅に増加した（2017年と比較してそれぞれ+14.1TWhおよび+9.4TWh（総計は9.4TWhであり、揚水後合計は9.1TWhである。））ことにより、化石燃料火力発電所の使用は減少した。また、風力発電量および太陽光発電量もそれぞれ4.0TWhおよび0.8TWh増加し、2018年は26.8TWhおよび9.7TWhとなった。

ドイツの風力発電量の減少およびドイツの価格に大きく影響した二酸化炭素の価格の上昇により、欧州中西部に対する輸出量が5月から7月にかけて、またその後の9月から12月にかけて大幅に増加したことに伴い、フランスの輸出バランスは前年同期比で23.0TWh（出典：ENTSO-Eの透明性に関するウェブサイト）増加した（フランスの輸出バランスは、5月から7月の間で8.2TWh増加し、その後9月から12月の間で10.4TWh増加した。）。

英国の電力の平均スポット価格は、2017年から13.2ユーロ/MWh上昇し、2018年は64.9ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、燃料価格の上昇によりすべての月間平均価格が前年同期比で約33%（平均で+16ユーロ/MWh）上昇した3月に開始した。もう1つの重要な要因は、2018年2月下旬および3月初めにおける寒波による価格の大幅な上昇であり、その影響はノルウェーのガス田およびラフ・ガス貯蔵施設が閉鎖した直後にオランダとの相互接続が予定外の供給停止を行った後におけるガスの供給量に対する緊張によって強調された。

イタリアの平均スポット価格は、2017年から7.4ユーロ/MWh上昇し、2018年は平均61.3ユーロ/MWhとなった。かかる変動は、2018年の穏やかな天候により価格が32%下落した1月に対して、とりわけ燃料価格の上昇により価格が2017年の水準から約28%上昇した3月から10月に関連する。

ドイツのスポット価格は、2017年から10.3ユーロ/MWh上昇し、2018年は平均44.5ユーロ/MWhとなった。温暖な気温のため、1月の価格は前年同期比で22.9ユーロ/MWh下落したが、その後、特にドイツの発電所の営業コストに大きな影響を及ぼした二酸化炭素および石炭のコモディティ価格の回復および風量が低かった6月により押し上げられた。6月以降、月間価格は

2017年から平均して20ユーロ/MWh近く上昇した。風力発電量は、2017年から2.7TWh増加して2018年は108.6TWhとなり、太陽光発電量は、4.8TWh増加して2018年は41.2TWhとなった。2018年12月31日現在、ドイツにおける風力発電の総設備容量および太陽光発電の総設備容量は、それぞれ約59GWおよび約46GWである。風力発電および太陽光発電における重大な期間が複数（2017年の146時間に対して2018年は134時間）あったため、価格が下落した。1時間当たりの最低価格は1月1日に計上され、－76.0ユーロ/MWhであった。

ベルギーのスポット価格は、2017年と比較して10.7ユーロ/MWh上昇し、2018年の平均価格は55.3ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、とりわけ穏やかな気温によって2017年1月の価格より約50%下落した2018年1月に対し、燃料価格の上昇を反映して価格が前年同期比で約44%上昇した3月から11月に関連する。年末のスポット価格は、Engieグループが運営する原子力発電所の低い稼働率（ベルギーにおける原子炉7基のうちの5基は9月半ばから12月末まで操業停止され、6基目は維持管理のために10月半ばから11月半ばまで操業停止された。）により押し上げられた。

(ロ) 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：2018年4月から2019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
2019年年次契約に基づく2018年 ベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	48.9	60.1	59.0	44.1	51.0
年次契約に基づく2018年/2017年の ベースロード平均先物価格の変動率	+27.9%	+20.1%	+26.7%	+36.1%	+36.9%
2019年年次契約に基づく2018年12月31日現在 のベースロード先物価格（ユーロ/MWh）	61.6	65.3	66.8	55.8	60.9
2019年年次契約に基づく2018年 ピークロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	62.1	65.8	66.8	54.2	63.7
年次契約に基づく2018年/2017年の ピークロード平均先物価格の変動率	+24.3%	+18.2%	+26.6%	+33.8%	+33.0%
2019年年次契約に基づく2018年12月31日現在 のピークロード先物価格（ユーロ/MWh）	75.6	71.1	75.7	67.8	73.3

欧州における年次契約に基づく電力のベースロードおよびピークロードの価格は、石炭、ガスおよび二酸化炭素のコモディティ価格が上昇したため、2017年より平均して高かった。

フランスの翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード平均価格は、2017年から27.9%上昇し、48.9ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、主として2017年から2018年までの間、石炭の平均価格が18%、ガスの平均価格が22%上昇し、二酸化炭素の平均価格が3倍となり、燃料および二酸化炭素の価格が上昇したことに起因する。「カレンダー」年度（Y）＋1年の契約価格は、61.6ユーロ/MWhで2018年を終えた。

英国の年度（Y）＋1年の4月1日から年度（Y）＋2年の3月31日までの4月先物ベースロード契約価格は、二酸化炭素価格のみならず英国の電力価格の形成に大きく貢献するガス価格が2年間で上昇したため、2017年より20.1%上昇し、2018年は平均60.1ユーロ/MWhとなった。

イタリアの翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格は、2017年から26.7%上昇し、2018年は59.0ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、イタリアの電力価格において重要な要素であるガス価格および二酸化炭素価格の大幅な上昇に起因する。

ドイツの翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード平均価格は、2017年から36.1%上昇し、2018年は44.1ユーロ/MWhとなった。かかる上昇は、石炭火力発電所がドイツの電力価格の形成に大きく貢献し、ガス火力発電所より二酸化炭素価格の上昇の影響を大きく受けるため、燃料および二酸化炭素の価格が前年同期比で上昇したことに起因する。

ベルギーの翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格は、石炭および二酸化炭素の価格の上昇により、2017年から約37%上昇し、2018年は平均51.0ユーロ/MWhとなった。かかる上昇のもう1つの要因は、チアンジュ2および3の原子炉が2018年後半に操業停止する旨が発表されたことである。かかる発表により、9月21日から価格が押し上げられたが、その後、ベルギーにおける冬季中の電力供給量の確保を保証するために講じた措置の発表がなされた後の10月半ばに下落した。

(ハ) 二酸化炭素排出権価格（フェーズIII（2013年－2020年）の年次契約に関する平均ICE価格）

年度（Y）＋1年の12月に引渡予定の二酸化炭素排出権価格は、2017年12月と比較して16.8ユーロ／トン上昇し、年末には25.0ユーロ／トンとなった。2021年から2030年の期間にわたりEU-ETSを改革すること（改革案は2018年2月に欧州議会によって承認された。）を合意した後の2017年9月から始まった傾向をたどり、二酸化炭素価格は1月から9月初旬までほぼ一定に上昇した。かかる価格の上昇傾向により二酸化炭素市場から離れた多くの投機的な関係者が戻ったために、この傾向が強調され、市場のボラティリティが増加した。

(二) 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)
2018年平均価格	87.0	71.7	20.9
平均価格変動率（2018年/2017年）	+18.0%	+31.0%	+21.9%
2018年最高価格	100.0	86.3	27.4
2018年最低価格	72.8	50.5	16.9
2018年終値	85.9	53.8	20.4
2017年終値	90.3	66.9	18.2

欧州における翌年引渡予定の石炭価格は、終値が2017年から4.4米ドル／トン下落したものの、18%（+13.3米ドル／トン）上昇し、2018年は平均87.0米ドル／トンとなった。石油価格の下落およびアジア（とりわけ規制変更により電力会社が輸出に注力するように促進されたインドネシア）の高い供給量により、石炭価格は2018年度第1四半期に下落した（－13米ドル／トン）。石油価格の回復ならびに中国およびインドの需要の増加により、石炭価格は3月下旬から10月初旬にわたり27米ドル／トン超上昇した。石油価格の下落、中国の輸入規制およびライン川の低水位がドイツの発電所への引渡しに影響を及ぼしたことによるベネルクス港における高い貯蓄量により、石炭価格は、10月3日に100米ドル／トンの水準に接近し、その後の最終四半期に大幅に下落した（－15米ドル／トン）。

2018年の石油価格は、終値が2017年から13.1米ドル／バレル下落したものの、年間で31%（+16.9米ドル／バレル）上昇し、平均71.7米ドル／バレルとなった。世界中の需要の短期的な低迷に関する懸念によって2月初旬に約8米ドル／バレル下落した後、OPEC加盟国が石油生産量の制限に係る合意を遵守したため、石油価格は3月から5月にわたりほぼ一定で上昇した。イランから原油を輸入する国に対する米国の制裁の脅しの後、石油価格は夏季にわたり横ばいであったが、その後9月に大幅に上昇した。かかる上昇は長続きせず、イランに対する制裁が予想より軽く、ロシアおよび米国における生産量が非常に高かったため、石油価格は最終四半期に下落した（－29米ドル／バレル）。

フランスのPEG Nordハブにおける翌年引渡予定の年次ガス契約に基づくガス価格は、2017年から約22%（+3.8ユーロ／MWh）上昇し、2018年には平均20.9ユーロ／MWhで取引された。2018年は、単一のガス市場地域となるPEGを形成するために、11月1日にPEG NordとTRS区域が合併したことにより特徴付けられた。年次ガス契約に基づくガス価格は、2018年度第1四半期において全体的に横ばいであった。かかる上昇は、主に長期契約が石油価格に一部連動するため、石油価格の回復および長期価格に影響を及ぼした短期貯蔵水準に関する緊張に起因して、4月から9月にわたり生じた。石油価格の下落に伴い、また欧州におけるLNG供給量が良好であったことおよび比較的温暖な冬季が予想されていたものの貯蔵水準が十分であったことにより、最終四半期におけるガス価格は下落した（－6.7ユーロ／MWh）。

(ii) 電力消費量およびガス消費量

(イ) フランスの電力消費量およびガス消費量

フランスの電力消費量（フランスに関する出典：RTEが提供した気象影響について未調整および調整後のデータ。）は、2017年からわずかに減少し（－0.8%）、2018年は478.2TWhとなった。2018年は温暖な年となり、年間平均気温が2017年の12.8℃と比較して13.4℃を記録した。

2018年度第1四半期は、著しく対照的な期間であった。（平年を3.0℃上回った）1月が非常に温暖であった後、（それぞれ平年を3.5℃および1.1℃下回った）2月および3月は非常に寒冷であった。気象影響の補正後、フランスの電力消費量は2017年と比較してわずかに減少（－0.3%）した。

フランスにおける天然ガスの推定消費量（フランスに関する出典：Smart GRTgazが提供した未調整データ。）は、2017年から2018年にわたり4.7%減少して470.0TWhとなった。2月および3月における前年同期比での低い気温により、暖房の需要が大

幅に増加した。それにもかかわらず、通年の発電のためにガス火力発電所の使用が減少（-11TWh）したこと、およびとりわけ1月および12月の温暖な天候による暖房の需要が減少したことに起因し、2018年の消費量は全体的に減少した。

(ロ) イタリアの電力消費量およびガス消費量

イタリアの電力消費量（イタリアに関する出典：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。）は、2017年から2018年にわたり横ばい（+0.4%）であった。火力発電量および太陽光発電量の減少は、水力発電量および総輸入量の増加により相殺された。

イタリアの天然ガスの国内需要（イタリアに関する出典：経済開発省（MSE）からのものであり、Snam Rete Gasからのデータは1 Bcm = 10.76TWhのベースで、Edisonが調整している。）は、2018年度最終四半期の例外的に高かった気温により住宅用市場および火力発電所による消費量が減少したために、3.4%減少した。

(iii) 電力および天然ガス販売料金

フランスでは、規制料金が以下のとおり変更された。

- ・「青色」料金は、2018年2月1日から住宅用顧客に対して0.7%、非住宅用顧客に対して1.6%引き上げられた。
- ・「青色」料金は、2018年8月1日から住宅用顧客に対して0.5%引き下げられ、非住宅用顧客に対して1.1%引き上げられた。

英国では、EDF Energyが住宅用顧客の変動料金に対して以下の2つの変更を行った。

- ・住宅用顧客に対する料金を2018年6月7日から2.7%引き上げた。
- ・2018年8月31日から電力料金を6.1%、ガス料金を6%引き上げた。

かかる引上げは、主として卸売市場価格の上昇に起因する。

(iv) 天候：気温および降雨量

2018年は年間を通して平均気温が平年を0.7℃上回った。2月および3月のみが平年の月間気温を下回った。（平年を3℃上回った）1月は特に温暖であり、（平年を2℃上回った）7月および12月も通常より温暖であった。フランスの2018年の年間平均気温は13.4℃となり、1900年から最も暖かい年となった。

降雨量に関し、2018年は対照的な1年となった。

- ・当年度上半期において欧州南部（フランスを含む。）の大部分では高い降雨量、ドイツおよび欧州中部の一部では降雨量の不足ならびに欧州北部では平年並みの降雨量が観測された。
- ・当年度下半期において欧州の大部分（特にフランス、ドイツおよびスカンジナビア全土）では非常に低い降雨量が観測された。

したがって、2018年の年間降雨量は、欧州南部の全土において高い降雨量が記録され、欧州中央部およびスカンジナビアにおいて降雨量の不足が記録された。

フランスにおける当年度上半期の降雨量は非常に高く、冬季の降雪量はすべての山脈において例外的に高かった。その後、非常に温暖で乾燥した夏季および秋季が続いたため、水量は徐々に低下し、とりわけフランス北部における秋季の水量は非常に低かった。

かかる対照的な天候条件の結果、2018年度上半期のすべての月においてフランスの水量の余剰分（40年間で最高水準を記録した。）が発生し、その後、2018年度下半期において不足した。しかし年間を通しての水量は、平年を約10%とわずかに上回った。

③ 2018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。）

本項は、2017年Document de Référence が提出された2018年3月15日以降の重要な事象について記載している（2017年度有価証券報告書「第一部 第3 7（3）2017年の重要な事象」および「第一部 第3 7（9）後発事象」を参照。）。

(i) 主要な事象

(イ) 持続可能な開発および当グループの再生可能エネルギー事業

EDF Renewables（全プレスリリースは、EDF Renouvelablesのウェブサイト（www.edf-renouvelables.com）にて入手可能である。）

- ・EDF Renewablesは、2018年に新規施設を操業開始し、電力購入契約を締結し、また新規プロジェクトを実施した。
- ・EDF Renewablesは、フランスの太陽光発電の専門会社であるLuxelグループの取得を目的とした独占的な会談に入った（2019年2月14日付プレスリリースを参照。）。

- ・ EDF RenewablesとSITACグループは、インドの300MWの風力発電プロジェクトに関する電力購入契約を締結した（2019年2月4日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、Aksamit Resource Management, LLCおよびYork Capital ManagementからなるパートナーシップであるYork Nebraska Wind Partners, LLCとの間で締結した、300MWのミリガン1風力発電プロジェクトにおける100%の持分の購入契約を完了させた（2019年1月17日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF RenewablesとMasdarのコンソーシアムは、サウジアラビアにおいて400MWの風力発電プロジェクトを勝ち取った（2019年1月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF RenewablesおよびShell New Energies US LLCは、ニュージャージー州における洋上風力発電に投資した（2018年12月20日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.8.1を参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、ドイツのエッコールシュテット風力発電所のリパウリングを発表した（2018年12月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、カリフォルニア州において132MWpの太陽光発電量を供給するためにShell Energy North America (US), LPとの契約を締結した（2018年11月15日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Énergies Nouvellesは、EDF Renouvelablesへと商標を変更し（2018年9月6日付プレスリリースを参照。）、EDF Énergies Nouvellesの海外子会社は、EDF Renewablesへと商標を変更した（2018年4月12日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、ブラジルにおける276MWの風力発電プロジェクトを勝ち取った（2018年9月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、英国における24の風力発電所の少数株主持分49%（約550MW）を売却した（2018年6月29日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.8.2を参照。）。
- ・ EDF Renewablesが提携企業のEnbridge Inc.およびWPDと開発しているフェカン、クルル・シュル・メールおよびサンナゼールにおける3つの洋上風力プロジェクトの完成が確認された（2018年6月20日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、スコットランドにおける450MWの洋上風力発電プロジェクトをMainstream Renewable Powerから取得した（2018年5月3日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記5.2を参照。）。

水力発電

- ・ EDF、国際金融公社およびカメルーン共和国は、カメルーンのナシチガル水力発電ダムに関する最終的かつ拘束力のある契約を締結した（2018年11月8日付プレスリリースを参照。）。最終調印は、当該プロジェクトにAfrica50（15%）およびSTOA（10%）が参入したことにより保有株式の構成が変更した2018年12月24日に行われた。現在、国際金融公社が20%の持分、カメルーン共和国が15%の持分を保有し、EDFは変わらず40%の持分を保有する。

EDF Pulse Expansion

- ・ EDF Nouveaux Businessは、EDF Pulse Expansionになった。
- ・ EDFおよびMcPhyは、フランスおよび世界中においてカーボンフリー水素を開発するためにパートナーシップ契約を締結した（2018年6月5日付プレスリリースを参照。）。

(ロ) 当グループのエネルギー・サービス事業

- ・ Edisonは、その子会社であるFeniceを通じて、Zephyro SpAの支配権を取得し、強制的公開買付けを開始した（2018年7月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Dalkia Wastenergy（旧Tiru）の75%を保有していたDalkiaは、Engieグループが以前保有していた株式の25%を取得した（ウェブサイト（www.dalkia.fr）で入手可能であるDalkiaの2018年3月30日付プレスリリースを参照。）。

(ハ) 原子力業界

- ・ フラマンビル3EPRプロジェクト
 - ーフラマンビルEPRの主要二次システムの溶接：EDFは、是正措置を講じ、スケジュールおよび目標建設費を調整した（2018年7月25日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.10を参照。）。
 - ー温態機能試験は、2019年3月28日に実施された。
 - ー原子力安全当局は、2019年4月9日および同年4月10日にその諮問委員会を招集した後、主要二次システムの溶接の検証プログラムに関する声明を2019年6月19日付で発表した。原子力安全当局の決定の発表後、スケジュールおよび建設費等のフラマンビルEPRに関する進捗の最新情報の詳細が公表される（2019年1月31日付プレスリリースを参照。）。

- ・中国の台山原子力発電所における最初のEPR原子炉2基が商業運転を開始した（2018年12月14日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.1を参照。）。
- ・EDFおよびNawahは、アラブ首長国連邦のバラカ原子力発電所の運転・維持支援に関する契約を締結した（2018年11月22日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFおよびGEは、インドにおけるEPR 6基の建設計画に関する戦略的協働契約を締結した（2018年6月26日付プレスリリースを参照。）。

(ii) 資産売却計画

- ・EDFは、Colony Capitalに対して200超の不動産資産および事業用資産ポートフォリオを売却した（2018年11月29日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.2を参照。）。
- ・EDFは、Dunkerque LNGの持分の売却を完了した（2018年10月30日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.3を参照。）。

(iii) 財政構造

- ・EDFは、革新的ESG指数連動リボルビング与信枠のシンジケーションが成功したことを発表した（2018年11月27日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.7を参照。）。
- ・EDFは、ハイブリッド債によるリファイナンスの取引の成功を発表した（2018年10月3日付プレスリリースならびに2018年度の連結財務書類の注記3.5および3.6を参照。）。
- ・EDFは、1.25十億ユーロのハイブリッド債の募集において価格決定を行い、1十億ユーロの優先債の募集において価格決定を達成した（2018年9月25日付プレスリリースならびに2018年度の連結財務書類の注記3.4および3.5を参照。）。
- ・EDFは、数本の米ドル建て優先債の発行を通じて3.75十億米ドルを調達した（2018年9月19日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記3.4を参照。）。

(iv) 規制環境

規制変更に関する詳細は、2018年度の連結財務書類の以下の注記において記載されている。

- ・注記4.1「フランスの複数年エネルギー計画（PPE）」
- ・注記4.2「フランスの規制電力販売料金—「青色」料金」
- ・注記4.3「「TURPE」送配電網使用料金」
- ・注記4.4「公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）」
- ・注記4.5「フランス発電容量メカニズム」
- ・注記4.6「省エネ証書」
- ・注記4.7「ARENH」

(v) その他の重要な事象

- ・原子力発電および火力発電部門担当の上級幹部にフィリップ・サセーニュ氏が任命された（2019年2月8日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、2018事業年度の中間配当を1株当たり0.15ユーロの現金配当として支払ったことを発表した（2018年11月6日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記27.3を参照。）。
- ・2017事業年度の配当金残高における株式による支払オプションの結果（2018年6月15日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記27.1を参照。）。
- ・再生可能エネルギー担当の当グループ上級執行副社長としてブルーノ・ベンサソン氏をEDFグループの執行委員会に任命した（2018年3月30日付プレスリリースを参照。）。
- ・Edisonは、Edison Énergie（旧Gas Natural Vendita Italia）の取得を完了した（2018年2月22日付プレスリリースおよび2018年度の連結財務書類の注記5.3を参照。）。

④ 2017年および2018年の事業および連結損益計算書の分析

2017年度および2018年度の連結損益計算書における売上高およびEBITDAの表示および分析は、2つの分析レベルによって表示されている。まずは当グループに焦点を当て、次に異なる事業セグメント（フランスー発電と供給業務、フランスー規制業務、EDF Renewables（EDF Énergies Nouvellesを除くEDF Renewables）、Dalkia、Framatome（Framatomeは、2017年12月31日から連結に含まれている。Framatomeの2018年の純利益の総額は、連結範囲の変更の影響に含まれている。）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）および純利益は一般的な観点から分析される。

2018年において当グループは、戦略的な理由上、セグメント報告を変更し、現在は（以前まで「その他事業」セグメントに含まれていた）EDF RenewablesとDalkiaを別々に表示する。当グループが使用するセグメントは2018年度の連結財務書類の注記6.1に記載されている。

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年 ⁽¹⁾
売上高	68,976	64,892
購入燃料およびエネルギー費用	△33,012	△32,901
その他の対外費用	△9,364	△8,739
人件費	△13,690	△12,456
法人所得税以外の税金	△3,697	△3,541
その他の営業収益および営業費用	6,052	6,487
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	15,265	13,742
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	△224	△355
減価償却費および償却費（純額）	△9,006	△8,537
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△50	△58
(減損)／戻入	△598	△518
その他の収益および費用	△105	1,363
営業利益 (EBIT)	5,282	5,637
総金融負債に係る費用	△1,716	△1,778
割引の影響	△3,486	△2,959
その他の金融収益および費用	393	2,501
金融損益	△4,809	△2,236
連結会社の税引前利益	473	3,401
法人所得税	149	△147
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	569	35
グループの純利益	1,191	3,289
EDFの純利益	1,177	3,173
非支配持分に帰属する純利益	14	116
1株当たり利益 (EDF持分) (単位：ユーロ)		
1株当たり利益	0.20	0.98
希薄化後1株当たり利益	0.20	0.98

(1) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。しかし、IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチに従い、2018年1月1日以降のIFRS第9号の初度適用に関しては再表示されていない。

(i) 売上高

連結売上高は6.3%増加し、4.0%の本業の成長を示した。

(イ) グループ売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	68,976	64,892	4,084	+6.3	+4.0

(1) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。

売上高は、2017年から4,084百万ユーロ（+6.3%）増加し、2018年には68,976百万ユーロとなった。ユーロに対する英ポンド、米ドルおよびブラジル・レアルの下落を主とする外国為替の影響（－203百万ユーロ）ならびに主にFramatomeの取得およ

びEDF Polskaの資産の売却に関連する連結範囲の変更（+1,713百万ユーロ）を除き、連結売上高は4.0%の本業の成長となった。

(ロ) 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)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランスー発電と供給業務 ⁽²⁾	26,096	25,084	1,012	+4.0	+4.0
フランスー規制業務 ⁽³⁾	16,048	15,836	212	+1.3	+1.3
EDF Renewables	1,505	1,280	225	+17.6	+8.4
Dalkia	4,189	3,751	438	+11.7	+8.5
Framatome	3,313	-	3,313	-	-
英国	8,970	8,688	282	+3.2	+3.9
イタリア	8,507	7,722	785	+10.2	+6.2
その他国外	2,411	3,166	△755	-23.8	+3.4
その他事業	2,601	2,475	126	+5.1	+5.3
消去	△4,664	△3,110	△1,554	+50.0	+4.2
グループ売上高	68,976	64,892	4,084	+6.3	+4.0

(1) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響およびセグメント報告の変更（IFRS第8号）を反映するために再表示された。

(2) 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。

(3) 規制業務は、Enedis（Enedisとは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。）によって行われるフランス本土における配電、EDFの島部業務およびÉlectricité de Strasbourg業務で構成される。フランス本土において、配電網業務は、TURPE（公共送配電網使用料金）を介して規制されている。

(a) フランスー発電と供給業務

フランスー発電と供給業務セグメントによる売上高は、2017年から1,012百万ユーロ（+4.0%）の本業の成長となり、26,096百万ユーロとなった。

再生可能エネルギーの発電量の増加および市場価格の上昇により、購入義務の対象である電力の再販売量は、有利に変動した。これは売上高に対し、推定+606百万ユーロの好影響をもたらした（購入義務に関する費用がCSPEの税金により補填されるため、EBITDAに対する影響は相殺された。）。

電力価格の好影響およびガス貯蔵事業の収益の増加が、最終顧客に対する電力販売量の減少による悪影響を補って余りあるものとなったため、下流部門における市況は、売上高に対して推定+220百万ユーロの好影響をもたらした。

供給量証書の販売は、2017年と比較して+55百万ユーロの好影響をもたらした。

電力の規制販売料金（2017年8月1日付の住宅用顧客および非住宅用顧客を対象とした「青色」料金の（2017年8月1日付のTURPE 5配電料金の+2.71%の指数化を盛り込んだ）+1.70%の料金変更ならびに2018年8月1日付のTURPE 5配電料金の-0.21%の指数化を含む2018年の料金変更（2018年2月1日からの住宅用顧客を対象とした「青色」料金の+0.7%および非住宅用顧客を対象とした「青色」料金の+1.6%の料金変更ならびに2018年8月1日からの住宅用顧客を対象とした「青色」料金の-0.5%および非住宅用顧客を対象とした「青色」料金の+1.1%の料金変更。））の非配電部分の変更は、約+48百万ユーロの好影響をもたらした。

天候による影響、需要の変動および顧客離れを除き、ARENH制度の下の販売量ならびに卸売市場での購入および販売の均衡は、売上高に対して推定203百万ユーロのマイナス影響をもたらした。

発電

原子力発電量は、2017年から14.1TWh増加して、2018年は393.2TWhとなった。かかる増加は、とりわけ2017年にはクルーズ・フォルジュの製造記録の確認、炭素偏析の問題およびトリカスタン発電所の発電ユニット4基の一時的な供給停止に関連し、複数の原子炉の供給停止が行われたために増加した2018年における原子力発電所の稼働率に起因する。

水力発電量は、2017年から25.4%（+9.4TWh）増加して、2018年には46.5TWh（揚水量を差し引いた水力発電量は、2018年は39.2TWh（2017年は30.0TWh）となった。）となった。かかる増加は、とりわけ2017年は不利であり、その後2018年は有利であった水利条件（「第3 3（3）②（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）に起因する。

火力発電所の使用は減少した。火力発電所の発電量は、2017年と比較して5.1TWh減少し、11.0TWh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、17.0TWh減少し、このうち13.1TWhは顧客離れに起因する。

EDFは、卸売市場において78.6TWhに及ぶ純売手となった。2017年と比較して26.1TWh増加した卸売市場の純販売量は、主に原子力発電および水力発電におけるより有利な条件ならびに購入義務の下増加した供給量に起因する。

(b) フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントによる売上高は、2017年から212百万ユーロ（+1.3%）の本業の成長となり、16,048百万ユーロとなった。

売上高は、TURPE 5 配電料金の引上げ（242百万ユーロ）（2017年8月1日付の+2.71%および2018年8月1日付の-0.21%のTURPE 5 配電料金の指数化。）および接続サービスの収益（37百万ユーロ）に関連するEnedisに対する好影響による恩恵を受けた。

(c) EDF Renewables

EDF Renewablesの売上高は、2017年から107百万ユーロ（+8.4%）の本業の成長となり、2018年には1,505百万ユーロとなった。

発電所の（支配権の変更を伴う）売却の多くが2018年末に行なわれたため、かかる成長は、主として発電に帰属する収益の10.2%の本業の成長に貢献した、2017年における風力発電および太陽光発電プロジェクトの稼働開始に起因する。

(d) Dalkia

Dalkiaによる2018年の連結売上高に対する貢献は、2017年と比較して319百万ユーロ（+8.5%）の本業の成長となり、4,189百万ユーロとなった。

かかる成長は、主としてエネルギー価格の上昇による好影響、サービス契約価格の改定に係る指数の有利な傾向および多数の契約（例えば、ペルピニャンおよびモンベリアル（フランス）における新たな暖房ネットワークに関する契約ならびにサンティエンヌの病院（フランス）と締結した15年間のエネルギー効率化契約）の締結または更新に起因する。

(e) Framatome (Framatomeは、2017年12月31日から連結に含まれている。Framatomeの2018年の純利益の総額は、連結範囲の変更の影響に含まれている。)

Framatomeの売上高は、2018年には3,313百万ユーロとなった。かかる売上高の大部分は当グループ内で実現された。

受注は、30億ユーロとなった（60%超が非グループ企業からであった。）。

Framatomeは、燃料事業で好調な活動水準を記録し、福清原子力発電所の華龍1原子炉へ燃料被覆管の初回分を納品する等、2018年において重要な業績を残した。またFramatomeは、再装荷される燃料集合体の搬入に関するVattenfallとの新たな契約を勝ち取った。その一方で、設置基盤活動は、とりわけ米国においてわずかに停滞した。

Framatomeは、2018年2月に北米においてSchneider Electricの原子力計装制御（I&C）に係る入札を落札したことにより、エンジニアリング専門技術を開発し、I&Cソリューションのポートフォリオを拡大している。さらに、Framatomeは、田湾原子力発電所の3号機（1,000MWの純設備容量を有するVVER（ロシア型）加圧水型原子炉）に対して、完全なI&Cシステムを提供した。Framatomeは、スウェーデンのフォルスマルク原子力発電所において、3号機の安全I&Cシステムのアップグレードの稼働開始に成功した。

(f) 英国

英国のグループ売上高に対する貢献は、2017年から282百万ユーロ増加し、2018年には8,970百万ユーロとなった。ユーロに対する英ポンドの下落は、2017年と比較して82百万ユーロの悪影響となった。外国為替による影響および連結範囲の変更を除き、2017年と比較した売上高における本業の成長率は3.9%であった。

英国の売上高のプラスの変動は、住宅用市場および企業用市場での電力料金の引上げおよび電力価格の上昇ならびに企業用顧客に対する電力販売量の増加を反映している。かかる成長は、原子力発電量の減少による卸売市場での販売量の減少および顧客口座数の減少に沿った住宅用電力顧客に対する販売量の減少により一部相殺された。

(g) イタリア

イタリアの連結売上高に対する貢献は、2017年と比較して478百万ユーロ（+6.2%）の本業の成長となり、8,507百万ユーロとなった。

探鉱および生産活動の売上高は、ブレント石油価格およびガス価格の有利な変動により増加した。

電力事業の売上高は、主に企業用顧客に対する販売量の増加および水力発電量の増加により増加した。

(h) その他国外

その他国外セグメントは、主にベルギー、米国、ブラジルおよびアジア（中国、ベトナムおよびラオス）における事業を対象としている。

その他国外セグメントのグループ売上高への貢献は、2017年から755百万ユーロ減少し、2018年は2,411百万ユーロであった。外国為替の影響（－81百万ユーロ）および連結範囲の変更（主に2017年のEDF Polskaの資産の売却に関連する－783百万ユーロ）を除き、売上高は本業において3.4%の成長となった。

ベルギー（ベルギーは、EDF LuminusおよびEDF Belgiumで構成される。）の売上高は、2017年と比較して3.1%の本業の成長となり、1,806百万ユーロとなった。これには、競争が非常に激しい市場において価格が上昇し、供給事業の販売量が減少したことが含まれる。発電に関して、風力発電容量は2017年から17%増加し、440MWとなった。発電量は、Engieグループが運営する原子炉の長期にわたる供給停止により依然として影響を受けた。サービス販売は、2015年に始まった上昇傾向を維持した。

ブラジルの売上高は、2017年から9.5%の本業の成長となり、422百万ユーロとなった。（EBITDAに中立的な影響を及ぼす）電力購入契約に基づく売上高に課されたICMS税（商品流通サービス税）の導入による好影響は、スポット市場における売上高の減少により一部相殺された。

(i) その他事業

その他事業は、EDF Tradingおよびガス事業等の事業体で構成される。

その他事業セグメントの売上高は、2017年から130百万ユーロの本業の成長となり、2018年には2,601百万ユーロとなった。

EDF Tradingの売上高は、合計873百万ユーロとなり、47.8%の大幅な本業の成長となった。かかる成長は、EDF Tradingが利用したコモディティ市場の変動、天候による好影響ならびに欧州および米国の需要供給バランスに対して時折生じる有利な緊張を反映している。また、LNG（液化天然ガス）に関連する活動は、2018年9月下旬までのアジアにおける需要の増加および石油価格の上昇傾向により、かかるパフォーマンスに貢献した。

(ii) 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

EBITDAは11.1%増加し、11.3%の本業の成長となった。

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	68,976	64,892	4,084	+6.3	+4.0
購入燃料およびエネルギー費用	△33,012	△32,901	△111	+0.3	+1.0
その他の対外費用	△9,364	△8,739	△625	+7.2	+0.1
人件費	△13,690	△12,456	△1,234	+9.9	-0.6
法人所得税以外の税金	△3,697	△3,541	△156	+4.4	+3.3
その他の営業収益および 営業費用	6,052	6,487	△435	-6.7	-9.7
EBITDA	15,265	13,742	1,523	+11.1	+11.3

(1) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。

(イ) 連結EBITDAの増減および分析

2018年の連結EBITDAは、2017年から11.1%増加し、15,265百万ユーロとなった。外国為替による影響（－58百万ユーロ）および連結範囲の変更（＋26百万ユーロ）を除き、EBITDAは11.3%の本業の成長を計上した。

2018年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2017年から111百万ユーロ（＋0.3%）の増加、または、344百万ユーロ（＋1.0%）の本業の成長となり、33,012百万ユーロであった。

- ・フランスー発電と供給業務およびフランスー規制業務セグメントにおける燃料およびエネルギー購入は、主に原子力発電量および水力発電量の増加ならびにARENH制度の下での需要を満たすために下落した購入価格により、760百万ユーロ（－4.1%）の本業のマイナス成長となり、17,935百万ユーロとなった。
- ・英国の燃料およびエネルギー購入における本業の成長（＋468百万ユーロまたは＋8.7%）は、主に規制上の費用の増加ならびにエネルギー価格および石炭価格の上昇に関連するものである。
- ・イタリアの燃料およびエネルギー購入は、主に電力事業における販売量、配電費用および電力網サービスの増加ならびに炭化水素事業におけるガス価格およびプレント石油価格の上昇を反映し、566百万ユーロ（＋9.5%）の本業の成長となった。

その他の対外費用は、2017年から625百万ユーロ（+7.2%）増加して、9,364百万ユーロとなった。外国為替による影響（+26百万ユーロ）および連結範囲の変更（主にFramatomeの取得に関連する－646百万ユーロ）を除き、事業（とりわけ再生可能エネルギー事業およびサービス事業）の成長にもかかわらず、その他の対外費用は、本業において横ばい（+5百万ユーロ）であった。

- ・フランスー発電と供給業務およびフランスー規制業務セグメントにおけるその他の対外費用は、合計4,638百万ユーロとなった。216百万ユーロ（－4.4%）の本業のマイナス成長は、主としてすべての事業分野にわたるパフォーマンス向上計画の一環として実施された継続的なコスト削減活動を反映している。
- ・EDF Renewablesにおけるその他の対外費用の本業の成長（+67百万ユーロ）は、主として米国におけるサービス活動の成長および開発費用を反映している。
- ・Dalkiaにおけるその他の対外費用の本業の成長（+112百万ユーロ）は、サービス活動の拡大に起因する。

当グループの人件費は、2017年から1,234百万ユーロ増加して、合計13,690百万ユーロとなった。外国為替による影響（+25百万ユーロ）および連結範囲の変更（主にFramatomeの取得に関連する－1,336百万ユーロ）を除き、人件費の本業の変動率は0.6%のマイナス成長となった。

- ・フランスー発電と供給業務セグメントにおける人件費は、人件費の管理に関する取組みを反映し、2017年から177百万ユーロ減少して、合計6,013百万ユーロとなった。平均従業員数は、すべての事業分野で減少し、2018年においては3.1%（見習いおよびワークスタディ契約の従業員を除く。）減少した。
- ・フランスー規制業務セグメントにおける人件費は、2017年から17百万ユーロ減少して、合計3,141百万ユーロとなった。平均従業員数は、2017年と比較して横ばいであった。
- ・Dalkiaにおける人件費の本業の成長（+35百万ユーロ）は、主としてサービス事業の拡大に伴う平均従業員数の増加に起因する。

2018年における法人所得税以外の税金は、2017年から156百万ユーロまたは4.4%（本業においては+3.3%）増加して、3,697百万ユーロとなった。

- ・かかる増加は、主に付加価値に関連する税金の増加により法人所得税以外の税金が50百万ユーロ増加したフランスー発電と供給業務セグメントに関連する。

その他の営業収益および営業費用は、2017年から435百万ユーロ減少し（－629百万ユーロまたは－9.7%の本業の変動）、2018年においては6,052百万ユーロの純利益があった。

- ・フランスー発電と供給業務セグメントにおけるその他の営業収益および営業費用による利益は、816百万ユーロ減少した。かかる減少の主要な要因は、省エネ証書に関する義務に係る費用の増加、引当金の変動および2018年には同様の計上がなかった2017年のプラスの項目である。
- ・その他事業セグメントにおけるその他の営業収益および営業費用は、主としてフランスでの不動産資産の売却により生じ、115百万ユーロの本業の成長となった。

（ロ） 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)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランスー発電と供給業務	6,327	4,896	1,431	+29.2	+29.2
フランスー規制業務	4,916	4,898	18	+0.4	+0.4
EDF Renewables	856	751	105	+14.0	+4.1
Dalkia	292	259	33	+12.7	+12.0
Framatome	202	-	202	-	-
英国	783	1,035	△252	-24.3	-15.4
イタリア	791	910	△119	-13.1	-12.7
その他国外	240	457	△217	-47.5	-3.1
その他事業	858	536	322	+60.1	+62.1
グループEBITDA	15,265	13,742	1,523	+11.1	+11.3

(1) 2017年12月31日に公表された数値は、セグメント報告の変更（IFRS第8号）を反映するために再表示された。

（a） フランスー発電と供給業務

フランスー発電と供給業務セグメントのEBITDAは、2017年から1,431百万ユーロ（+29.2%）の本業の成長となり、6,327百万ユーロであった。

水力発電量および原子力発電量の増加は、EBITDAに対して推定+1,079百万ユーロの大きな好影響をもたらした。また、卸売市場の環境が向上したことが、EBITDAに対する推定+413百万ユーロの改善に貢献した。

下流市場（市場における提供価格の省エネ証書の部分を除く。）の環境は、市場における新たな提供価格の有利な変動が市場シェアの減少（-13.1TWh）を補填したために、2017年と比較して+150百万ユーロの好影響をもたらした。

価格変動および省エネ証書の部分を除いた規制販売料金に対する料金調整の部分の終了により、2017年と比較して推定152百万ユーロ減少した。

EDFグループのパフォーマンス計画の下、営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計額。比較対象となる連結範囲および為替レートならびに一定の年金割引率に基づく。サービス業務の営業費用における変動を除く。）は、購入費用および人件費の管理を通じて、313百万ユーロ（-3.5%）の削減となった。かかる対策は、すべての事業体（とりわけサポート機能および供給事業）にわたって適用されており、原子力発電所、水量発電所および火力発電所に係る営業コストの削減が行われている。

主として付加価値に関連する税金（企業付加価値負担金）の増加、引当金の変動および2018年には同様の計上がなかった2017年のプラスの項目を含む複数の要因が、EBITDAに対して合計-372百万ユーロの影響をもたらした。

(b) フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントのEBITDAは、2017年から18百万ユーロ（+0.4%）の本業の成長となり、4,916百万ユーロとなった。

EBITDAは、TURPE 5 料金（2017年8月1日付の+2.71%および2018年8月1日付の-0.21%のTURPE 5 配電料金の調整指数。2017年8月1日付の+6.76%および2018年8月1日付の+3.0%のTURPE 5 送電料金の調整指数。）の有利な調整指数による推定+68百万ユーロの恩恵を受けた。

（とりわけエネルギー生産事業者を対象とした）電力網の接続サービスの事業成長による+37百万ユーロの好影響および営業費用の削減（+38百万ユーロ）は、EBITDAに対して好影響をもたらした。

しかし、天候の悪影響、送電網の購入による損失に対するマイナスの価格影響ならびに2012年から2018年までの期間の電気料金均衡化基金へのEnedisおよびElectricité de Strasbourgの貢献における変更のリスクに対する規定の策定が組み合わさった影響により、EBITDAは125百万ユーロ減少した。

(c) EDF Renewables

EDF Renewablesの2018年のグループEBITDAに対する貢献は、31百万ユーロ（+4.1%）の本業の成長となり、856百万ユーロであった。

発電事業のEBITDAは、2018年の15.2TWhの発電量により、本業において15%の成長を計上し、903百万ユーロとなった。これは、主として発電所の（支配権の変更を伴う）売却が2018年後半に行なわれたことにより、2017年後半に稼働開始した発電所に起因する。

ストラクチャード・アセットの開発および売却事業の2018年における貢献は、2017年より減少した。事業の成長を支えるため、開発費用およびサポート機能に係る費用が増加した。

2018年においてEDF Renewablesによって稼働が開始された総容量は、合計1.6GW（太陽光発電の0.9GWを含む。）であった。2018年12月31日現在の純設備容量は、前年同期比で0.5GW増加して、8.3GW（合計12.9GW）であった。2018年12月31日現在に建設中のプロジェクトの総ポートフォリオは、合計2.4GW（1.2GWの風力発電および1.2GWの太陽光発電）であった。

2018年においてEDF Renewablesは、英国における24の風力発電所の少数株主持分49%を売却した。EDF Renewablesがかかる取引の主導権を維持しているため、かかる取引はEBITDAに影響を及ぼさない。

(d) Dalkia

Dalkiaの2018年のグループEBITDAに対する貢献は、31百万ユーロ（+12.0%）の本業の成長を反映して、292百万ユーロとなった。かかる成長は、Dalkiaの子会社1社が2017年に直面した契約上の困難（2018年には匹敵するものがなかった。）を考慮したものである。かかる要因を補正後、パフォーマンス計画を通じた競争の改善および経費の良好な管理により、EBITDAは1.3%の本業の成長となった。とりわけエネルギー効率化および暖房ネットワークの分野における商業契約の署名および更新は、EBITDAに対して好影響をもたらした。しかし、DalkiaのEBITDAは、複数の重要な発電所での維持管理業務、天候および価格変動による悪影響を受けた。

(e) Framatome（Framatomeは、2017年12月31日から連結に含まれている。Framatomeの2018年の純利益の総額は、連結範囲の変更の影響に含まれている。）

FramatomeのEBITDAは、EDFグループのその他の事業体とともに実現されたマージンを含めて465百万ユーロであった。Framatomeの2018年のグループEBITDAに対する貢献は、202百万ユーロであった。

Framatomeは、2018年において重要な業績を残し、燃料事業で好調な活動水準を記録したが、特に米国における設置基盤活動がわずかに停滞した。

FramatomeのEBITDAは、期待に沿った営業コストおよび構造的なコストの削減計画の実施により支えられている。2018年のEBITDAには、Framatomeの購入価格の配分の関係で実施された棚卸資産の再評価に関連する42百万ユーロの経常外費用が含まれている。

(f) 英国

英国における2018年のグループEBITDAに対する貢献は、2017年から本業において15.4%減少して、783百万ユーロとなった。

英国のEBITDAは、原子力発電量の減少および市場が上昇し、原子力発電所の稼働率が減少したために行われた購入に一部起因する原子力発電の正味実現可能価額の下落による影響を受けた。2018年の原子力発電量は、2017年から4.8TWh減少して、合計59.1TWhとなった。かかる減少は、主にハンターストンBの調査およびダンジェネスBの供給停止の延長に起因する。

競争が激しい環境において顧客ポートフォリオが前年同期比で4.2%減少したものの、供給業務は、住宅料金の引上げによる恩恵を受けた。

(g) イタリア

イタリアにおける2018年のグループEBITDAに対する貢献は、2017年と比較して12.7%の本業のマイナス成長となり、791百万ユーロであった。

イタリアの2017年のEBITDAは、Edisonのミラノ本社の売却による約100百万ユーロの利益による恩恵を受けた。かかる経常外項目の消去後、EBITDAはほぼ横ばいとなった。

電力事業のEBITDAは、主に水力発電および電力システム・サービスの好調なパフォーマンスにより増加した。しかし、風力発電量は、価格のマイナス影響を反映して減少した。主に企業用顧客に関連する供給業務は、より競争が激しい市場においてマージンが減少したにもかかわらず成長した。

ガス事業のEBITDAは、主に長期契約のマージンに対して影響を及ぼした価格の不利な影響のため減少した。

探鉱および生産事業は、ブレント石油価格が上昇したことおよびアルジェリアにおいて新たな領域が稼働を開始したことによる価格および発電量の有利な影響の恩恵を受けた。

(h) その他国外

2018年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2017年と比較して14百万ユーロ（-3.1%）の本業のマイナス成長となり、240百万ユーロであった。

ベルギーにおけるEBITDAは、8百万ユーロ（-5.5%）の本業のマイナス成長となった。一部EDF Luminusが所有し、Engieが運営する原子炉4基の供給停止の延長により、2018年のEBITDAは推定76百万ユーロ減少した。火力発電によりかかる影響は一部相殺され、再生可能エネルギーの生産は、2018年12月31日現在合計440MWであった風力発電の設備容量の増加（2017年と比較して17%増加）による恩恵を受けた。供給業務は、依然として競争の激しい環境が特徴的であるが、サービス業務の成長による恩恵を受けている。

また、ブラジルにおけるEBITDAは、主として送電網に関する作業によるガス供給の一時停止およびEDF Norte-Fluminenseの発電所における重要な点検のために行われた2018年の計画的な供給停止により、本業のマイナス成長（-46百万ユーロ）となった。かかる事象により、市場価格が上昇する中、電力購入契約（PPA）を補填するために電力市場での大きな購入が必要となった。

(i) その他事業

その他事業による2018年のグループEBITDAに対する貢献は、2017年から333百万ユーロ（+62.1%）の本業の成長となり、858百万ユーロであった。

EDF Tradingの2018年のEBITDAは、2017年から263百万ユーロ（+73.5%）の本業の成長となり、633百万ユーロであった。かかる増加は、売上高に関する記述で記載されている取引マージンが、市場の高いボラティリティにより上昇したことに伴うものである（「第3 3（3）④（i）（ロ）（i）その他事業」を参照。）。

また、その他事業のEBITDAは、2015年に開始した不動産売却計画の最終取引から生じた著しい資産譲渡益による恩恵を受けた。

(iii) 営業利益（EBIT）

EBITは2017年から6.3%減少した。

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
EBITDA	15,265	13,742	1,523	+11.1
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	△224	△355	131	-36.9
減価償却費および償却費（純額）	△9,006	△8,537	△469	+5.5
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△50	△58	8	-13.8
(減損)／戻入	△598	△518	△80	+15.4
その他の収益および費用	△105	1,363	△1,468	-107.7
EBIT	5,282	5,637	△355	-6.3

2018年における当グループの連結EBITは、2017年から355百万ユーロ減少し、5,282百万ユーロとなった。かかる減少は、EBITDAが増加したにもかかわらず、主に2017年中のCTEの49.9%の売却（2018年にはこれに匹敵するものがなかった。）ならびに減価償却費および償却費（純額）の増加に起因する。

(イ) 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、2017年においては－355百万ユーロであり、2018年においては－224百万ユーロとなった。

イタリアでは、かかる変動は、ここ数年の長期ガス契約の再交渉に起因するものであり、これによりボラティリティの影響が軽減された。

(ロ) 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、2017年と比較して469百万ユーロ増加した。

フランスー発電と供給業務セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が169百万ユーロ増加し、これは主に原子力発電所のうちの新たに稼働開始した発電所に関連する容量効果に起因する。かかる増加は、燃料油火力発電所の閉鎖の影響により、一部相殺された。

フランスー規制業務セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が145百万ユーロ増加し、これは主に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。）プロジェクトの設置ならびに接続および電力網の強化に対する投資に起因する。

(ハ) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額

2017年と比較した2018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8百万ユーロの減少は、フランスー規制業務セグメントに起因している。

(ニ) 減損／戻入

2018年の減損は、598百万ユーロとなった（2018年度の連結財務書類の注記13を参照。）。

2017年の減損は、518百万ユーロであった。

(ホ) その他の収益および費用

2018年のその他の収益および費用は、－105百万ユーロとなった（詳細については、2018年度の連結財務書類の注記14を参照。）。

2017年のその他の収益および費用は、+1,363百万ユーロであり、主にCTEにおける当グループの投資の49.9%の売却による1,462百万ユーロの利益からなる。

(iv) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,716	△1,778	62	-3.5
割引の影響	△3,486	△2,959	△527	+17.8
その他の金融収益および費用	393	2,501	△2,108	-84.3

金融損益	△4,809	△2,236	△2,573	+115.1

(1) IFRS第9号により認められた単純化したアプローチに従い、2018年1月1日以降のIFRS第9号の初度適用に関しては再表示されていない。

2018年の金融損益は、2017年から2,573百万ユーロ増加して、4,809百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下に起因する。

- ・総金融負債に係る費用は62百万ユーロ減少した。当年度における社債の償還に伴う金融費用の減少は、2018年における社債の発行に係る費用および2017年10月における発行の通期影響を補って余りあるものとなった。
- ・主として2018年12月31日現在のフランスにおける原子力引当金の算定に適用される実質割引率（実質割引率－0.2%）が、2017年から2018年にかけて、前年度（実質割引率－0.1%）よりも大きく低下したため、割引の影響は527百万ユーロの不利な変動となった。2018年12月31日現在の割引率は3.9%であった（平均インフレ率1.5%を含む。）（2017年12月31日時点ではそれぞれ4.1%および1.5%、2016年12月31日時点ではそれぞれ4.2%および1.5%）。
- ・主として専用資産に関連する影響（特に成長性資産（株式および株式ファンド）によるパフォーマンスによる影響）により、その他の金融収益および費用は2,108百万ユーロ減少し、2017年は+12.7%であったのに対して、2018年は市場が不利に推移したことを反映して－7.0%となり、全体として以下の影響を及ぼした。
 - －IFRS第9号の適用後の2018年の債券および株式の公正価値の純変動額（ヘッジ後）は、－989百万ユーロとなった。
 - －2018年のEDFの専用資産の売却からの利益の純増加は、－12百万ユーロとなった（IFRS第9号の適用前の2017年は+985百万ユーロ）。

(v) 法人所得税

2018年の法人所得税は、+149百万ユーロとなり、これは－31.5%の実効税率に相当する（2017年は－147百万ユーロであり、これは+4.3%の実効税率に相当していた。）。かかる変動は、主として連結会社の税引前利益の減少および経常外項目を反映したものである。

上記の経常外項目を除外すると、2018年の当期税金に係る実効税率は+25.7%（2017年は+18.1%）となった。当グループの2017年から2018年にかけての当期税金に係る実効税率の上昇は、主として、2017年には引き下げられた税率に基づく売却による好影響があったのに対して、2018年にはこれに匹敵するものがなかったことによるものである。

(vi) 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、2017年は35百万ユーロであったのに対し、2018年は569百万ユーロであった。

かかる+534百万ユーロの変動は、主として、2017年にCTEの純利益が増加し、またCENGの資産に関して491百万ユーロの減損が計上されたのに対して、2018年にはこれに匹敵するものがなかったことにより説明される。

2018年における関連会社の純利益に対する持分には、合計39百万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、2018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。

(vii) 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、2017年から102百万ユーロ減少し、2018年においては14百万ユーロとなった。かかる減少は、主に、2017年のEDF Polskaの資産の売却、ならびに原子力発電量および原子力の実現価格の両方の下落によって英国におけるCentricaの原子力発電からの利益が減少したことにより説明される。

(viii) EDFの純利益

EDFの純利益は、特に2017年にはCTEの売却益が生じたのに対して2018年にはこれに匹敵するものがなかったこと、および金融市場における市況が悪化し財務実績に重大な影響を及ぼしたことにより、2017年から1,996百万ユーロ（－62.9%）減少し、2018年は合計1,177百万ユーロであった。

(ix) 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、2017年には金融資産において大きな収益が生じたのに対して、2018年にはこれに匹敵するものがなかったことにより、2017年から13.1%減少して、2018年においては2,452百万ユーロであった。

* 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ならびに債券および株式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ならびに債券および株式の公正価値の純変動額の金額は、以下のとおりである。

- ・その他リスクおよび減損は、2017年の+617百万ユーロと比較して、2018年は-385百万ユーロであった。
- ・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、2017年の-264百万ユーロと比較して、2018年は-145百万ユーロであった。
- ・2018年の債券および株式の公正価値の純変動額は-745百万ユーロであった（IFRS第9号）。

⑤ キャッシュ・フローおよび純負債額

(i) キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	13,364	11,663	1,071	+14.6
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△17,165	△11,713	△5,452	+46.5
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	3,530	712	2,818	n.a.
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△271	662	△933	n.a.
現金および現金同等物の期首残高	3,692	2,893	799	+27.6
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△271	662	△933	n.a.
為替変動の影響	△95	△13	△82	n.a.
現金および現金同等物に係る金融収益	13	21	△8	-38.1
組替の影響	△49	129	△178	n.a.
現金および現金同等物の期末残高	3,290	3,692	△401	-10.9

n.a. = 該当事項なし。

(イ) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
連結会社の税引前利益	473	3,401	△2,928	-86.1
(減損)/戻入	598	518	80	+15.4
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	13,180	9,980	3,200	+32.1
金融収益および費用	729	764	△35	-4.6
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	387	243	144	+59.3
資産譲渡損益	△1,014	△2,739	1,725	-63.0
運転資本の変動	462	1,476	△1,014	-68.7
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	14,815	13,643	1,172	+8.6
金融費用支出（純額）	△1,062	△1,209	147	-12.2
法人所得税支払額	△389	△771	382	-49.5
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	13,364	11,663	1,701	+14.6

2018年、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2017年から1,701百万ユーロ増加して、13,364百万ユーロとなった。

かかる変動は以下の結果として生じた営業によるキャッシュ・フロー（純額）における1,172百万ユーロの増加を含んでいる。

- ・減損、減価償却費、引当金繰入額および公正価値の変動に係る調整後の連結会社の税引前利益における変動（2017年の13,899百万ユーロから352百万ユーロ増加し、2018年は合計14,251百万ユーロ）。
- ・運転資本の変動率の減少（2017年と比較して-1,041百万ユーロ）。
- ・資産譲渡益の減少（2017年と比較して+1,725百万ユーロ。基本的には、2017年におけるCTEの49.9%の売却（1,462百万ユーロ）を反映している。）。

(ロ) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

2018年、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2017年の11,713百万ユーロと比較して、17,165百万ユーロとなった。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)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
無形資産および有形固定資産への投資	△16,186	△14,747	△1,439	+9.8
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	611	1,140	△529	-46.4
資本支出（純額）	△15,575	△13,607	△1,968	+14.5
持分投資の取得、取得現金控除後	△484	△2,463	1,979	-80.3
持分投資の処分、譲渡現金控除後	1,261	2,472	△1,211	-49.0
金融資産の変動	△2,367	1,885	△4,252	n.a.
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△17,165	△11,713	△5,452	+46.5

n.a. = 該当事項なし。

資本支出（純額）

2018年、資本支出（純額）は、2017年より1,968百万ユーロ（+14.5%）増加して、15,575百万ユーロとなった。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)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給業務	5,507	5,822	△315	-5.4
フランスー規制業務	4,308	3,995	313	+7.8
EDF Renewables	1,898	756	1,142	n.a.
Dalkia	385	352	33	+9.4
Framatome	261	-	261	n.a.
英国	2,938	2,385	553	+23.2
イタリア	407	182	225	n.a.
その他国外	199	309	△110	-35.6
その他事業	△328	△194	△134	+69.1
資本支出（純額）	15,575	13,607	1,968	+14.5

n.a. = 該当事項なし。

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 3（3）⑤（ii）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

2018年においては、新規投資（取得現金控除後）は、2017年から1,979百万ユーロ減少し、484百万ユーロとなった。この減少は、主に2017年におけるFramatomeの75.5%の取得（1,868百万ユーロ）によるものである。

2018年においては、投資の処分（譲渡現金控除後）は、1,211百万ユーロ減少し、1,261百万ユーロとなった。この変動は、主に2017年におけるCTEの49.9%の売却（1,282百万ユーロ）を反映している。

金融資産の変動

2018年における金融資産の変動は、2,367百万ユーロの減少であり、これは主に流動資産（専用資産を除く。）の売却に対応するものである。

2017年における金融資産の変動は、1,885百万ユーロの増加であり、これは主に流動資産（専用資産を除く。）の売却に対応するものである。

(ハ) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
EDFの増資	-	4,005	△4,005	-

非支配株主との取引 ⁽¹⁾	1,548	481	1,067	n.a.
親会社の支払配当金	△511	△109	△402	n.a.
非支配株主に対する支払配当金	△183	△183	-	-
自己株式の買入/売却	△3	△6	3	-50.0
株主とのキャッシュ・フロー	851	4,188	△3,337	-79.7
借入債務の発行	5,711	2,901	2,810	+96.9
借入債務の返済	△2,844	△6,304	3,460	-54.9
永久劣後債の発行	1,243	-	1,243	n.a.
永久劣後債の償還	△1,329	-	△1,329	n.a.
永久劣後債の持参人に対する支払額	△584	△565	△19	+3.4
委譲運営資産に対する受取拠出金	131	144	△13	-9.0
投資補助金	351	348	3	+0.9
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	2,679	△3,476	6,155	n.a.
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	3,530	712	2,818	n.a.

(1) 被支配会社の増資および減資ならびに持分の追加取得によるものである。

n.a. = 該当事項なし。

2018年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2017年から2,818百万ユーロ増加して、3,530百万ユーロに及ぶ純インフローをもたらした。かかる変動は、主に以下によるものである。

- ・2018年9月19日における合計3.75十億米ドルの3本の優先債および9月25日における1十億ユーロの1本の社債の発行。
- ・非支配株主との取引における1,067百万ユーロの増加。2018年における当該取引には、Dalmore Capital LimitedおよびPensions Infrastructure Platformに対する英国の風力発電所24か所（約550MW）の持分49%の売却による受取金701百万英ポンド、ならびにヒンクリー・ポイントCの増資におけるCGNの出資金に対応する743百万ユーロが含まれる。2017年における非支配株主との取引には、ヒンクリー・ポイントCの増資におけるCGNの出資金501百万ユーロが含まれていた。
- ・2017年のEDFの増資による4,005百万ユーロ。

(ii) 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、2017年12月31日現在は33,015百万ユーロであったのに対し、2018年12月31日現在は、33,388百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017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)	15,265	13,742	1,523	+11.1
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△1,253	△1,796		
金融費用支出（純額）	△1,062	△1,209		
法人所得税支払額	△389	△771		
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。）	383	221		
営業キャッシュ・フロー⁽¹⁾	12,944	10,187	2,757	+27.1
運転資本の変動	462	1,476		
純投資 ⁽²⁾	△12,107	△9,810		
純投資後のキャッシュ・フロー	1,299	1,853		
専用資産	△501	△1,171		
配当前キャッシュ・フロー⁽³⁾	798	682		
現金支払配当金	△1,278	△891		
当グループのキャッシュ・フロー	△480	△209		
その他貨幣的変動	△111	3,855		
純負債額の(増加)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	△591	3,646		
為替レート変動による影響	97	701		
その他非貨幣的変動による影響	121	63		
純負債額の(増加)/減少	△373	4,410		
期首における純負債額	33,015	37,425		
期末における純負債額	33,388	33,015		

- (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、新たな開発および当グループの資産売却計画も含まれる。
- (3) 配当前キャッシュ・フローは、IFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。この値は、運転資本の変動、注記(2)で定義される純投資および専用資産への純割当額を控除した後の注記(1)で定義される営業キャッシュ・フローに等しい。

(イ) 営業キャッシュ・フロー

2018年の営業キャッシュ・フローは、2017年の10,187百万ユーロと比較して2,757百万ユーロ増加して（+27.1%）、12,944百万ユーロとなった。

かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- ・ EBITDAの増加（+1,523百万ユーロ）。
- ・ 主としてフランスにおける当グループの課税所得が減少したこと起因する法人所得税の減少（2017年の－771百万ユーロに対し、2018年は－389百万ユーロ）。

(ロ) 運転資本の変動

2018年中、運転資本は462百万ユーロ改善した。

かかる変動は、主として以下により説明される。

- ・ 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（+242百万ユーロ）。
- ・ 主として市場価格の上昇（購入義務に係る費用は減少）による超過補償に起因する、CSPEに関連する好影響（+258百万ユーロ）。

2017年から2018年の間の運転資本の変動の差異（－1,014百万ユーロ）は、主として以下の事項により説明される。

- ・ 2017年は最適化取引業務に関してマージン・コールを受領したのに対して、2018年には約700百万ユーロの支払いとなったこと。

・供給量証書を高値で購入したこと（－201百万ユーロ）。

(ハ) 純投資

純投資は、2017年の9,810百万ユーロから2,297百万ユーロ増加して（＋23.4%）、2018年は12,107百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2018年	2017年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給業務	5,275	5,849	△574	-9.8
フランスー規制業務	3,345	3,212	133	+4.1
EDF Renewables	458	701	△243	-34.7
Dalkia	293	339	△46	-13.6
Framatome	261	-	261	n.a.
英国	568	643	△75	-11.7
イタリア	438	511	△73	-14.3
その他国外	252	553	△301	-54.4
その他事業	45	160	△115	-71.9
Linky、新たな開発および 当グループの資産売却計画を除く純投資	10,935	11,968	△1,033	-8.6
Linky、新たな開発および 当グループの資産売却計画	1,172	△2,158	3,330	n.a.
純投資	12,107	9,810	2,297	+23.4

n.a. = 該当事項なし。

(a) Linky、新たな開発および当グループの資産売却計画を除く純投資

フランスー発電と供給業務セグメントによる純投資は、574百万ユーロ、すなわち9.8%減少した。かかる変動は、主に2017年におけるブシャン火力発電所への投資および2018年における非常用ディーゼル発電機にかかる費用が2017年に比べて減少したことに起因する。また、当グループが、供給業者であるFramatomeを買収したことも、純投資の減少に寄与した。

フランスー規制業務セグメントによる純投資は、133百万ユーロ（＋4.1%）増加した。これは、主に住宅用顧客向けの接続数の増加および規制上の義務の増加に起因する。

EDF Renewablesによる純投資は、243百万ユーロ（－34.7%）減少した。これは主に、2017年から2018年にかけてのストラクチャード・アセットの売却（特に英国における風力発電所の売却）の大幅な増加によるものであるが、2018年におけるスコットランドの「Neart na Gaoithe 1」洋上風力発電所の開発権の取得により一部相殺された。

英国において、75百万ユーロ（－11.7%）の減少は、特に石炭火力発電所への投資の減少ならびにスマート・メーターおよび（程度は低い）再生可能エネルギーに対する投資ペースが鈍化したことによって説明される。

イタリアにおいて、純投資は、73百万ユーロ減少した。これは、主として探鉱および生産事業に対する投資の減少によるものであった。

その他国外セグメントにおいて、純投資は、301百万ユーロ（－54.4%）減少した。これは、2018年12月に商業運転を開始した中国の台山原子力発電所におけるEPR建設に係る支出の減少、ブラジルのSINOPプロジェクトに対する投資ペースの鈍化、および2017年におけるポーランドの事業体の売却によって説明される。

その他事業セグメントにおいて、純投資は、115百万ユーロ減少した。かかる減少は、特に2018年におけるDunkerque LNG売却により同社による投資が減少したこと、および近年の不動産資産売却によるものである。

(b) Linky、新たな開発および当グループの資産売却計画

2017年以降強化されたLinkyプログラムへの投資は、2018年においては792百万ユーロに上った。

新たな開発は、直ちにEBITDAが生じない当グループの大型開発プロジェクトおよび大型取得に対応している。2018年におけるこれらの新たな開発は、主として総額1,646百万ユーロの英国の新規原子力発電所への投資（シンクリー・ポイントCプロジェクトにおける進捗）、総額402百万ユーロのEdisonによる取得（主にEdison Énergie (*IlGas Natural Vendita Italia*) およびZephyro）ならびに（程度は低い）フランスにおける洋上風力発電所プロジェクトに関連するものであった。

資産の売却は、特にEDFによるDunkerque LNGに対する持分の売却に関連するものであり、これにより純負債額が1,468百万ユーロ減少した。

(二) 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2018年12月31日現在合計26,232百万ユーロとなった。

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履行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。）。
- 2018年における－501百万ユーロの専用資産の純変動は、上記の最初の3項目に対応している。

(ホ) 配当前キャッシュ・フロー

2018年の配当前キャッシュ・フローは798百万ユーロ（2017年は682百万ユーロ）となった。これは主に以下の要因により説明される。

- ・12,944百万ユーロの営業キャッシュ・フロー。
- ・－12,107百万ユーロの純投資。
- ・専用資産への－501百万ユーロの純割当額。
- ・運転資本における462百万ユーロのプラスの変動。

2017年からの116百万ユーロの変動は、営業キャッシュ・フローおよび専用資産における変動がプラスとなったことに主に起因する。しかしながら、これらの変動は、純投資における2,297百万ユーロの増加および運転資本におけるより小幅な改善（－1,014百万ユーロ）により一部相殺された。

(ヘ) 現金支払配当金

2018年の現金支払配当金（－1,278百万ユーロ）は、以下により構成される。

- ・2017年の配当金残高（－60百万ユーロ）。これは、ほとんどが株式の形式で支払われた。
- ・2018年の中間配当（－451百万ユーロ）。これは、取締役会により2018年11月6日に決定され、2018年12月10日に1株当たり0.15ユーロで支払われた。
- ・2013年1月および2014年1月に行われた「ハイブリッド」債の発行のための永久劣後債の持参人に対する2018年の支払い（－584百万ユーロ）。
- ・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（－183百万ユーロ）。

(ト) 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、2017年の－209百万ユーロに対して－480百万ユーロとなった。

(チ) 為替レートの変動による影響

2018年12月31日現在、外国為替の影響は、+97百万ユーロの好影響を当グループの純負債額に与えた。

(リ) その他貨幣的変動

その他貨幣的変動は、主に2017年にはEDF SAの増資が行われたのに対して、2018年にはこれに匹敵するものがなかったことに伴い、2018年12月31日現在の当グループの純負債額に対して-3,966百万ユーロの不利な影響を与えた。

⑥ 市場リスクの管理および統制**(i) 金融リスクの管理および統制**

本項では、戦略的財務管理フレームワークにおいて規定されている当グループの金融リスク（流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよび株式リスク）の管理に関する方針および指針ならびにEDFグループによって導入された当グループのカウンターパーティー・リスク管理方針について記載している。これらの指針はEDFおよび事業上の被支配子会社またはEnedisのような法律によって独立経営の特別保証を受けていない子会社にのみ適用される。IFRS第7号に従い、以下の段落は、感応度および信用（カウンターパーティー）リスクの分析に基づいた、金融商品から生じるリスクの性質について記載している。

2002年以降、専門組織である、金融リスク管理・投資部門（*département Contrôle des Risques Financiers et Investissements*またはCRFI）は、主として戦略的財務管理フレームワーク（2015年7月）の指針の適切な適用を期することによって当グループ・レベルで金融リスク管理を担当している。この部門は、2008年以降、当グループのリスク部門に報告を行っている独立したユニットであり、EDFの事業体および運営上の支配の及ぶグループ子会社（Enedisを除く。）の契約相手方の債務不履行リスクの二次チェック（手順面および組織面）ならびにEDF SAの金融取引担当部署の資金調達活動の一次チェックを行うという職務も担っている。またCRFI部門は、専用資産ポートフォリオに関する運用活動の二次チェックも実施している。

CRFI部門は、EDF SAの金融取引担当部署の活動に関連するリスク指標に関して日次および週刊の監視報告書を公表している。

管理が実際に実施されていること、また、その効果を徹底するため、定期的な内部監査が行われている。

(イ) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理**(a) 流動性ポジション**

2018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23,828百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は11,393百万ユーロであった。

2019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5,583百万ユーロも含めて、2018年12月31日現在、11,749百万ユーロとなる見込みである。

2018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。

(b) 流動性リスクの管理

2018年9月19日に、EDFは、3本の優先債によって、3.75十億米ドルを調達した。

- ・4.5%固定金利、10年満期の1.8十億米ドルの債券
- ・4.875%固定金利、20年満期の650百万米ドルの債券
- ・5.0%固定金利、30年満期の1.3十億米ドルの債券

さらにEDFは、2018年9月25日に、2%固定金利、12年満期の1十億ユーロの優先債を発行した。

これらの取引により、EDFグループは、EDFグループの貸借対照表の構成をさらに強化し、次の金融債務のための資金を補充することが可能となる。

当グループの借入債務の詳細については、2018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。

当グループの総負債の平均満期は、2017年12月31日現在における13.7年に対し、2018年12月31日現在においては13.6年であった。EDF SAの平均満期は、2017年12月31日現在における14.3年に対し、2018年12月31日現在においては14.2年となった。

2018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、2018年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2018年12月31日 (単位：百万ユーロ)	負債	ヘッジ手段 ⁽¹⁾		負債に 対する 保証
		金利スワップ	通貨スワップ	
2018年	11,749	△521	△140	138

2019年から2022年	20,007	△1,855	△426	335
2023年以降	67,993	△3,020	△1,997	501
合計	99,749	△5,396	△2,563	974
債務返済	57,849			
支払利息	41,900			

(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ます。

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、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。EDF SAおよびNatixis Belgique Investissements銀行と共同で設立された投資子会社であるEDF Investissements Groupe (EDF IG) も、EDFグループのフランス国外の事業に対してEDF SAおよびEDF IGが完全に単独で中期および長期的な融資を提供する。各企業は、アームズレングスの市場取引においてかかる子会社が設定されるであろう条件と同等の条件を自らにも設定している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化。当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー (*billets de trésorerie*) および米国のコマーシャル・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60億ユーロ、そして米国のコマーシャル・ペーパーについては100億米ドルである。

2018年12月31日現在、当グループの発行済みのフランスのコマーシャル・ペーパーは955百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては1,193百万米ドルであった。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450億ユーロの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、2018年12月31日現在における当グループの主要な借入を記載している。

借入の種類

(各通貨の単位：百万)	発行体	発行日 ⁽¹⁾	満期	額面金額	通貨	利率
債券	EDF	2009年1月	2019年1月	2,000	米ドル	6.50%
債券	EDF	2014年1月	2019年1月	1,250	米ドル	2.15%
債券	EDF	2010年1月	2020年1月	1,400	米ドル	4.60%
ユーロMTN	EDF	2008年5月	2020年5月	1,200	ユーロ	5.38%
債券	EDF	2015年10月	2020年10月	1,500	米ドル	2.35%
ユーロMTN	EDF	2009年1月	2021年1月	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN (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%
債券	EDF	2017年1月	2027年1月	107,900	日本円	1.09%
ユーロMTN	EDF	2012年3月	2027年3月	1,000	ユーロ	4.13%
債券	EDF	2018年9月	2028年9月	1,800	米ドル	4.50%
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	2018年10月	2030年10月	1,000	ユーロ	2.00%
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	2018年9月	2038年9月	650	米ドル	4.88%
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%
債券	EDF	2018年9月	2048年9月	1,300	米ドル	5.00%
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。

2018年12月31日現在、EDFは、総額10,292百万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4十億ユーロであり、期限は2023年12月である。2018年12月31日現在、かかるシンジケート与信枠からの引出しは行われていない。
- ・相対与信枠は、利用可能額6,162百万ユーロに相当し、その期限は2023年9月までに延長された。利用可能与信枠のレベルは、当グループが十分な予備の与信枠を確実に有することができるように、極めて頻繁に審査される。

・European Investment Bankとの与信枠を通じた利用可能額は130百万ユーロである。2018年12月31日現在、200百万ユーロの1つの与信枠から、70百万ユーロが引き出された。2018年12月31日現在、他の3つの与信枠につき、225百万ユーロ、500百万ユーロおよび500百万ユーロが全額引き出された。

EDF Investissements Groupeは、400百万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。2018年12月31日現在、これらの与信枠からの引出しは行われていない。

Edisonは、European Investment Bankに268百万ユーロの与信枠（すべて引き出されている。）および複数の銀行に350百万ユーロの与信枠（2018年12月31日現在、かかる与信枠から引出しは行われていない。）を有している。

(ロ) 格付

2018年12月31日現在、財務格付機関であるスタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズおよびフィッチ・レーティングスは、EDFグループに以下の長期格付および短期格付を割り当てた。

会社	格付機関	長期格付	短期格付
EDF	スタンダード・アンド・プアーズ	A- ネガティブな見通し ⁽¹⁾	A-2
	ムーディーズ	A3 安定した見通し	P-2
	フィッチ・レーティングス	A- 安定した見通し	F2
EDF Trading	ムーディーズ	Baa2 安定した見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB- ネガティブな見通し ⁽²⁾	A-3
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB- 安定した見通し ⁽³⁾	A-3
	ムーディーズ	Baa3 安定した見通し	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(1) S&Pは、EDFの見通しを2017年11月20日に安定した見通しからネガティブな見通しに修正した。

(2) S&Pは、EDF Energyの見通しを2017年11月20日に安定した見通しからネガティブな見通しに修正した。

(3) S&Pは、2018年6月19日に、Edisonの長期格付をBB+からBBB-に、短期格付をBからA-3に修正した。

(ハ) 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機能通貨で調達する。資金がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを制限するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・資産および負債のマッチング：当グループは、ユーロ圏外に所在する子会社の純資産により、為替リスクに晒される。連結貸借対照表において、為替リスクは、金融デリバティブを用いた市場でのヘッジにより管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジはリスク／リターン指標に従うところ、ヘッジ比率は通貨によって異なり、プリンシパルエクスポージャーの31%から72%の範囲にある。ヘッジ手段がない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高のオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監視される。
- ・外国通貨建の営業キャッシュ・フローのヘッジ：一般的に、EDFおよびその子会社の営業キャッシュ・フローは、現地通貨建てである。ただし、（主に米ドル建てで行われる）燃料購入に関するキャッシュ・フローおよびさほど多額ではない設備購入に関する特定のキャッシュ・フローはこの限りではない。戦略的財務管理フレームワークにおいて規定される方針の下、EDFおよび為替リスクの影響を受ける主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Renewables）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、2018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）

2018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(%)
ユーロ建て借入債務	26,783	21,438	48,221	81
米ドル建て借入債務	20,546	△17,564	2,982	5
英ポンド建て借入債務	9,250	△2,414	6,836	12
その他通貨建て借入債務	2,609	△1,460	1,149	2
負債合計	59,188	-	59,188	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、2018年12月31日現在、当グループの総負債における為替レートの変動が自己資本に対して与える影響を示している。

当グループの総負債の為替リスク感応度

2018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
ユーロ建て借入債務	48,221	-	48,221
米ドル建て借入債務	2,982	298	3,280
英ポンド建て借入債務	6,836	684	7,520
その他通貨建て借入債務	1,149	115	1,264
負債合計	59,188	1,097	60,285

当グループの総負債に対する為替リスクに係るヘッジ方針により、当グループの支配する会社の損益計算書は、為替リスクにわずかに晒される。

以下の表は、当グループの子会社の外貨建て純資産に関する為替持高を示している。

純資産ポジション

2018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	4,937	1,350	1,480	2,107
スイス・フラン (スイス)	710	-	508	202
英ポンド (英国)	16,164	5,435	△356	11,085
チリ・ペソ (チリ)	△6,663	-	-	△6,663
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	307	-	153	154
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,164	-	-	1,164
人民元 (中国)	9,932	-	-	9,932

(1) 2018年12月31日現在において計上された純資産。2018年12月31日現在において計上された社債およびデリバティブ。表示された純資産ポジションからは、一定の重要ではないエクスポージャーが除外されている。

上記の表は、当グループの外国子会社の外貨建て資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジ、債券および株式の公正価値の変動額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、2018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)	2018年12月31日			2017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	2,107	1,840	184	2,606	2,173	217
スイス・フラン（スイス）	202	179	18	245	209	21
英ポンド（英国）	11,085	12,392	1,239	9,153	10,316	1,032
チリ・ペソ （チリ）	△6,663	△8	△1	1,135	2	-
ポーランド・ズロチ （ポーランド）	154	36	4	35	8	1
ブラジル・レアル （ブラジル）	1,164	262	26	1,066	268	27
人民元（中国）	9,932	1,261	126	10,028	1,285	129

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 3（3）⑥（i）（ヘ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

外貨建ての短期投資および営業負債に関する為替リスクは、2018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。

(二) 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。

2018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、57.2%が固定金利で、42.8%が変動金利であった。

2018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253百万ユーロ増加する。

2018年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.87%であった。

以下の表は、2018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、2017年から横ばいであった。

当グループの負債の構造および金利感応度

2018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	55,810	△21,949	33,861	-
変動金利	3,378	21,949	25,327	253
合計	59,188	-	59,188	253

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短期性預金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

2018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	2,165	△22	2,143

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債務の価値（2018年度の連結財務書類の注記29を参照。）ならびに当グループの年金およびその他の特定の従業員給付債務（2018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、専用資産の運用に関連して保有される債務証券がこれらの債務を補填するために確保される（「第3 3（3）⑥（i）（へ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

(ホ) 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 3（3）⑥（i）（へ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」に記載されている。

EDF SA、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付債務の補填

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2018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28%（3.1十億ユーロ分の株式）が、株式に投資された。

2018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、22.9%を上限として株式および8.1%を上限として株式ファンドに投資された。これは、258百万英ポンド分の株式に相当する。

2018年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、8.1%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、505百万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、2018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。

(へ) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力債務の財源確保のため、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（2018年度の連結財務書類の注記45「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。2018年度中、新規の戦略的配分が有効になった。対象の配分は収益性ポートフォリオ、成長性ポートフォリオおよび確定利付ポートフォリオで構成され、それぞれポートフォリオ全体の30%、40%および30%を占めている。収益性ポートフォリオは、不動産資産およびインフラ資産で構成され、成長性ポートフォリオは株式および株式ファンド（上場および非上場）で構成され、確定利付ポートフォリオは債券、デット・ファンド（上場および非上場）、CSPE債権ならびに現金で構成されている。これらのポートフォリオは、上場資産管理部門およびEDF Invest（2013年7月24日付命令に従い2013年に設立された。）により管理される。

ポートフォリオのうちの「現金」区分は、填補する資産の目的に関連する今後の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（2018年度の連結財務書類の注記45を参照。）。

成長性資産および確定利付資産の戦術的管理は、以下の複数の分野に焦点を当てている。

- ・成長性資産および確定利付資産の間で生じるエクスポージャーの監視。
- ・各サブポートフォリオ内における「二次資産区分」による割当て。
- ・多様化を目的とする投資ファンドの選定。
 - －種類別（成長株、非上場有価証券および利付債）
 - －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

成長性資産および確定利付資産の間の配分方針は、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。

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

	2018年12月31日	2017年12月31日
収益性資産	19.3%	18.5%
成長性資産	36.5%	35.9%
確定利付資産	44.2%	45.6%
合計	100%	100%

2018年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2017年の28,115百万ユーロと比較して、27,689百万ユーロとなった。

また、金融ポートフォリオの内容については、2018年度の連結財務書類の注記45「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)	2018年12月31日		2017年12月31日	
	正味帳簿価額 ⁽¹⁾	実現可能価額	正味帳簿価額 ⁽¹⁾	実現可能価額
CTE (RTEの100%株式保有会社) ⁽²⁾	2,705	2,738	2,705	2,705
その他非上場証券	2,333	2,618	2,221	2,505
収益性資産	5,038	5,356	4,926	5,210
OECD加盟国が発行した債券 以外にも投資を行うファンド	9,370	9,844	8,372	9,942
ヘッジ、預金および債権	20	45	-	30
その他非上場証券	198	219	132	127
成長性資産	9,588	10,108	8,504	10,099
OECD加盟国の国債および その類似債券	4,362	4,443	4,261	4,363
OECD加盟国の企業(非政府)債	946	950	618	636
上記2つの項目に投資を行うファ ンド	4,580	4,647	4,210	4,387
資金調達後のCSPE	2,060	2,080	3,294	3,349
その他非上場証券	114	105	74	71
確定利付資産	12,062	12,225	12,457	12,806
専用資産合計	26,688	27,689	25,887	28,115

(1) 親会社の財務書類における正味帳簿価額。

(2) 2018年および2017年においては、専用資産にはCoentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の50.1%が含まれる。

下記の表は、2018年12月31日現在および2017年12月31日現在のポートフォリオによるパフォーマンスを示している。

EDFの専用資産ポートフォリオの実績

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日	2018年の実績	2017年12月31日	2017年の実績
	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ
収益性資産	5,356	7.0%	5,210	9.1%
成長性資産	10,108	-7.0%	10,099	12.7%
確定利付資産	12,225	-0.4%	12,806	1.4%
専用資産合計	27,689	-1.6%	28,115	6.6%

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によるパフォーマンスの内訳

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日	2018年の実績	2017年12月31日	2017年の実績
	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ
CTE (RTEの100%株式保有会 社) ⁽¹⁾	2,738	7.0%	2,705	7.3%
その他非上場証券 ⁽²⁾	2,942	7.9%	2,703	11.2%
株式ファンド(デリバティ ブを含む)	9,889	-7.4%	9,972	12.9%
債券および債券ファンド	10,010	-0.8%	9,282	2.1%
通貨基金	30	-0.3%	104	-0.1%
資金調達後のCSPE	2,080	0.4%	3,349	0.4%

専用資産合計	27,689	-1.6%	28,115	6.6%

- (1) 2018年および2017年においては、専用資産にはCoentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の50.1%が含まれる。
- (2) EDF Invest (CTEを除く。)

2018年におけるポートフォリオの変動

2018年、金融市場には2つの局面があった。夏季の終わりまでは、特に最高記録を達成した米国市場の影響によりボラティリティは全体的に低く止まり、株式市場は安定的であった。年末には状況はより不安定になり、特に12月には大規模な再調整がなされた。この再調整に伴い、ボラティリティは大幅に上昇した。信用取引市場も、2018年には記録的な水準に達し、2007年以来で最もスプレッドが縮小したが、年末にかけて激化した緊張状態の影響を受けた。連邦準備制度(Fed)が段階的な利上げ政策を継続したことにより、米国債における緊張状態が生じ、10年債利回りは3.25%に達したが、株式市場の低迷により0.50%超低下した。欧州では、イタリアにおける利回りがイタリア予算を巡る緊張状態に強く反応し、10年債利回りは4月の1.80%から10月の3.60%超にまで上昇したが、年末には2.70%まで下げ戻した。

EDFは、CSPE債権の一部の返済後に相当額の投資を行ったが、かかる不安定な状況において慎重な手法をとった。それでもなお、EDF Investは、継続して、インフラ、不動産および投資ファンドの3つの資産クラスからなるポートフォリオを構築することができた。

収益性資産については、2018年11月に、EDF Investが、容量合計310MWとなる131の陸上風力発電所を所有する、英国企業6社(Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme)における少数株主持分をEDF Renewablesから取得した。

2018年12月、Nam Theun Power Company (NTPC) におけるEDF Internationalの少数株主持分の一部が、EDF Investへ売却された。EDF Investは、残りの持分を2019年に取得する。NTPCは、ラオスで運営されている設備容量1,070MWの水力発電ダムである。同ダムは、長期委託契約に基づき運営されている。EGAT(タイ王国発電公社)およびÉlectricité du Laosとの間で締結された長期電力販売契約により収益が発生している。

これらの新たな投資は、CTE、Terega (HTIGF)、Porterbrook、Madrileña Red de Gas、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Autostrade per l'ItaliaおよびQ-Parkへの投資とともにEDF Investの「インフラ」資産クラスに組み入れられ、EDF Investのポートフォリオは再生可能エネルギーへと分散化された。

EDF Investの2018年における年間パフォーマンス(CTEを除く。)は7.9%であり、CTEを含めると7.5%であった。2018年12月31日現在、CTEを含むポートフォリオの価値は5.7十億ユーロであった。

成長性資産については、6月後半にS&P500のプット・スプレッドによる防御的な購入が行われた。このオプションは、当初満期1年であり、現在も保有されている。同オプションは、年末の市場急落の場面で成長性区分において防御的な役割を果たした。しかしながら、成長性資産による-7%のパフォーマンスは、依然として、主に上場株式に起因している。5年前に開始された、上場資産への投資を実施する方針は、特に米国市場において指数に連動した運用を強化することで継続される。

確定利付資産についても、ポートフォリオは、3つのレベル(低金利環境においてデュレーション・リスクを抑制するために全体的な感応度を低く保つこと、投資適格の信用ポートフォリオの大部分を売却すること、およびイタリア国債に係るリスクへのエクスポージャーを大幅に削減すること)により、非常に慎重なポジション構成をとった。年末になって初めて、これらの運用により累積された非常に潤沢な資金を債券資産へ再投資し始めたが、現在も残存期間が短期のものを優先し、リスクを抑制しつつ取引を継続する利点を活用している。

2018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、-23百万ユーロとなった。かかる内訳は、CSPEが+31百万ユーロ(税引前は+46百万ユーロ)、専用資産に配分されるCTE株式が+283百万ユーロ、およびその他証券が-337百万ユーロ(税引前は-641百万ユーロ)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。

2018年12月31日現在、EDFの専用資産ポートフォリオにおける上場株式の市場価額は、9,889百万ユーロとなった。同日における上場株式のボラティリティは、52週間分の実績に基づき14.3%であり、2017年12月31日現在は6.0%であった。かかるボラティリティを同日における上場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1,414百万ユーロになると推定している。

2018年12月31日現在、上場債券(10,010百万ユーロ)の感応度は、5.3となり、利率が一貫して100ベース・ポイント上昇した場合、市場価額が530百万ユーロ減少することとなった。2017年12月31日現在の感応度は、5.1であった。

(ト) 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EDFおよび運営上の支配の及ぶすべての子会社に適用される。かかる方針は、かかる種類のリスクの監視とともに、その管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理の構成および監視を開始した。かかる方針は、毎月更新される金融およびエネルギー事業における当グループのエクスポージャーが毎月連結され、その他の事業については四半期ごとに連結される。また、CRFI（金融リスク管理）部門は、当グループの契約相手方に対する監視（日々の警戒態勢の見直し、特定の契約相手方に対する特別警戒基準の策定）を厳重にする。

米国においてPG&Eが破産法の申請を行ったため、当グループのカウンターパーティー・リスクは増大している。EDF Renewablesのエクスポージャーは、既存の電力購入契約（PPA）およびGEグループの経営難により数百万ユーロに上っている。

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。2018年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの90%が「投資適格」の契約相手方に関連するものであった。これは主に短期投資の大部分が低リスク資産に関連するとともに、現金および資産管理事業により生じたエクスポージャーが優勢であったことに起因する。

	投資適格	非投資適格	内部格付 なし	合計
2018年3月31日	91%	7%	2%	100%
2018年9月30日	90%	8%	2%	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
2018年3月31日	6%	1%	9%	78%	6%	100%
2018年9月30日	6%	1%	11%	75%	7%	100%

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingに集中しており、各契約相手方には、その財政上の頑強さに応じた限度が指定されている。一連の手法（主にポジション・ネットティング契約、現金担保契約および銀行または関連会社の保証の導入）は、EDF Tradingにおけるカウンターパーティー・リスクを軽減するために使われる。

EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して、CRFI部門は、契約相手方の承認手続を明確にする枠組みおよび割当制限の計算に対する方法論を策定した。エクスポージャーのレベルは、随時助言を受け、日々体系的に監視される。制限の適切性については、契約相手方に影響する警告または不利な展開が生じた場合には遅滞なく再検討される。

ユーロ圏の政治および金融の状況が依然として不安定であることから、EDFは周縁国における現金投資に関して、保守的な運用方針を引き続き適用している。「投資適格」である銀行、ソブリンおよび企業の取引の相手方の債券のみが一定限度の額および満期の限度で、保有が認められている。

(ii) エネルギー市場の管理および統制

(イ) 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。

(ロ) リスク統制の構成および一般的なリスクヘッジの原則

当グループの運営上の支配が及ぶ事業体のエネルギー市場リスクの統制は、以下の手続に基づいている。

- ・管理責任とリスク統制責任とを明確に分離するガバナンスおよび市場リスク・エクスポージャー測定システム
- ・ヘッジ戦略の策定および関連するリスク限度の設定により、各事業体に明白に委任。これにより、執行委員会は、財務目的に沿った当グループの年間のリスクのプロファイルの設定および監視を行うことができ、市場展望（通常は3年）において、エネルギー市場リスクの運営管理を指示することができる。

ヘッジの基本的な方針は、

- ・上流／下流ポジションの相殺。可能な限り、最終顧客への売上げは内部売上げによってヘッジされる。
- ・先渡市場における流動性の制限を見越して、N-1年度を重視して行われる可能性のある、平均価格を捕らえる所定のヘッジの軌道（エネルギー市場リスクに晒されている各事業体につき、当グループによって毎年承認されるリスク統制の枠組みには、所定の価格基準を超過した場合における、かかる軌道からの逸脱を可能にする加速計画または減速計画が含まれることがある。かかる計画は、段階的なヘッジに係る一般原則に準拠しないため、厳しい条件の下でしか適用されない。）に基づく会計年度末前のポジションの段階的なクローズ。

フランスの電力市場において、EDFは、ARENH制度が任意であることから、その正味エクスポージャーについて非常に高い不確実性に晒されている。ARENHの申込容量が引渡期間の直前にしか知ることができないため、EDFはARENHの申込容量について、プルーデンス・マージンを含む仮定を用いることを余儀なくされる。そのためEDFは、仮定が必ずしも現実と対応しない可能性があるリスクに服することとなり、故に最終的に実際に申し込まれなかった積立容量を自ら販売する義務を負うか、または逆に申込みが行われないという仮定から、ARENHの入札募集が実施される前に販売された容量を購入する義務を負う可能性がある。卸売市場におけるエネルギー価格と容量価格の合計がARENH価格（42ユーロ／MWh）に近い場合、このリスクは特に高い。

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、年に4回執行委員会に報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

（ハ） 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2018年度の連結財務書類の注記41「デリバティブおよびヘッジ会計」に詳述されている）。しかしながら、流動性または市場の厚みの欠如および供給量の不安定性といった要因により市場でヘッジできないリスクは引き続き残されている。

当グループの運営上の支配の及ぶ事業体のエネルギー市場におけるポジションは、主には、当グループのトレーディング会社であるEDF Tradingにより取られており、同社は、その他の当グループの事業体のためおよび当グループの産業資産に関連する自己の取引事業目的のため、市場で事業を行っている。その結果、EDF Tradingは、特にトレーディング会社の欧州規則における厳格なガバナンスおよび統制の枠組みに服する。

EDF Tradingは、規制市場またはOTC市場で、先物、先渡、スワップおよびオプション（当グループのレベルで適用される会計分類とは無関係である。）等のデリバティブを取引する。エネルギー市場におけるそのエクスポージャーは、子会社の経営陣およびグループ・レベルでエネルギー市場リスク管理を担当する部門による日々の上限管理により監視されて、厳しく統制されている。また、自動的警告通知手続が、リスク制限（バリュエーション・リスク制限）または損失（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。バリュエーション・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。

2018年、EDF Tradingの市場への拠出額は35百万ユーロのVaR制限、それぞれ250百万ユーロの長期契約に係るCaR制限および非流動市場の取引に係るCaR制限、ならびに180百万ユーロのストップ・ロス制限に服していた。

これらの制限は超過されることがなく、EDF Tradingは、常にEDFの負託の範囲内でリスクを管理していた。ストップ・ロスは、その導入以来、一度も超過されたことはない。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2018年度の連結財務書類の注記41.4.3を参照。当グループがヘッジとして分類していないコモディティ・デリバティブの詳細は、同連結財務書類の注記42.3を参照。

(iii) 保険により管理可能なリスクの管理

EDFグループは、EDF SAおよび編入されることにより支配の及ぶ子会社に適用される保険プログラムを有している。補償範囲、除外事項、控除免責金額、制限は、各事業およびこれらの子会社の特異性に適合している。

主な保険プログラムの補償範囲は以下のとおりである。

- ・当グループの財産への従来型の損害：EDFは、エネルギー事業者向けの国際相互保険会社であるOIL (*Oil Insurance Limited*) のメンバーである。追加保険は、EDFの自家保険会社のWagram Insurance Company DAC (EDFの完全子会社であるアイルランドの保険会社)、ならびにその他の保険会社および再保険会社から提供される。
- ・EDFグループの原子力施設に対する損害：OILのメンバーとして、EDFは、フランスおよび英国両国の寒冷地域における外的損害（原子力事故による損害を除く。）について、15百万米ドルを超過する場合に400百万米ドルの60%が保険で補償される。
- ・2018年9月30日まで、上記の補償範囲に加え、フランスにおけるEDFの原子力発電所および英国におけるEDF Energyの原子力発電所への外的損害（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、主に英国の原子力基金であるNational Risk Insurers (NRI)、Axa and Allianz（フランスの原子力共同基金であるAssuratomeによる再保険が付保されている。）およびEuropean Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI) を含む共通保険契約により、240百万ユーロを超過する場合に合計で1,760百万ユーロが補償されていた。
- ・2018年10月1日以降は、以下のとおりとなる。
 - －フランスにおいては、OILによる補償は、原子力事故（施設の汚染浄化費用を含む。）の場合には、EMANI、Axa and Allianz (Assuratomeによる再保険が付保されている。) およびWagram Insurance Company DAC（当グループの自家保険会社であるOcéane Reによる再保険が付保されている。）により提供される、10百万ユーロを超過する場合に90百万ユーロが補償される保険により補填される。
 - －英国においては、原子力事故の影響（施設の汚染浄化費用を含む。）に係る追加保険は、英国の専門保険会社グループであるEMANI、NRIおよびNorthcourtにより、240百万ユーロを超過する場合に合計で1,510百万ユーロが補償される保険プログラムを通じて提供される。

CENGの米国における事業の運営に関連して、EDF Inc.はNEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) のメンバーである。

- ・輸送された商品に対する損害：このプログラムにより、当グループ会社および子会社に対して、輸送中の物品に対する損害が補償される。
- ・原子力事業者の民事責任：

フランスにおいて、EDFの保険契約は、今ではフランス環境法の一部を成す1968年10月30日付フランス法第68-943号、1990年6月16日付フランス法第90-488号および2006年6月13日付フランス法第2006-686号（原子力の透明性および安全性に関する「TSN」法）に準拠している。かかる法律は、パリ条約によって原子力施設事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである（原子力事業者の民事責任に係る規制の詳細については本書「第2 3（3）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

2015年8月17日に制定されたグリーン成長に向けたエネルギー移行法は、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定を改正するものである。かかる変更のうち、原子力事業者の民事責任限度額が2016年2月18日を効力発生日として、原子力施設については700百万ユーロ、リスク低減型施設については70百万ユーロ、輸送中のリスクについては80百万ユーロに引き上げられた。

保険水準に係る新たな法的要件を履行するために、EDFは2015年8月10日に「EDF SAの原子力民事責任保険プログラム」と題した契約通知書を発行した。これは、EDFの原子力民事責任およびそれに付随する請求の管理に必要な保険の補償を確保し、また設定するためのものである。

かかる通知に応じて確保した保険により、当グループはその義務を履行している。かかる補償は、2016年2月18日から3年間有効であり、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。

当該期間中に原子力事業者の義務（とりわけパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の適用）が変更される可能性が高いとの見方から、撤回に関する条項が契約に盛り込まれた。

請求の管理については、機械化された請求処理システムを有するELINIならびに必要な人材およびネットワーク資源を有するEQUADが責任を負う。

EDF Energyが原子力発電所を操業している英国では、原子力事業者の民事責任に関する規則がフランスの規則と類似している。2016年5月4日、英国議会は、（既存の議定書を改正する2004年2月付議定書を置き換える）原子力施設に関する政令

を承認した。かかる政令は、実質上フランスの2006年TSN法と同じ変更を加えるものであるが、そのほとんどが議定書と同時にその効力が生じる。

かかる命令は、英国の事業者の現在の責任限度額である140百万英ポンドを700百万ユーロ相当に引き上げ、上限の1.2十億ユーロのポンド相当額に達するまで、5年かけて徐々に引き上げられる予定である。

EDF Energyは現在、ELINIおよびWagram Insurance Company DACによって保険が付されている。当グループの自家保険会社である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、当グループの原子力事業者としての民事責任に係る保険料は40%増加した。また当グループの保険料は、今後のパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書の効力発生後、大幅に引き上げられる見込みである。

- ・一般の民事責任：このプログラムは、第三者に生じたEDFグループの事業特有のリスク（原子力によるものを除く。）により起こり得る財務上の損害に対して当グループを保険の対象とする。
- ・取締役および執行役員に対する民事責任：EDFの保険契約は、当グループのマネージャーおよび主要な執行役員の職務過程に関連する第三者の請求により生じた訴訟費用およびその他の財務的な影響を保険の対象とする。
- ・建設リスク：EDFは特定の労働現場のリスク（一般の労働現場リスクならびに一般の組立リスクおよび試験リスク）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルおよびシンクリー・ポイントCのEPRのような主要なプロジェクトまたは発電もしくは配電ユニットの建設もしくは改修に関してはその都度加入している。当グループは、類似施設（変電所または水力発電所）での作業に関しては枠組み契約を整備している。
- ・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。
- ・サイバー・リスク：2017年7月1日、グループの情報システムに対するサイバー攻撃を原因とする大規模な障害の処理費用について、2年間で100百万ユーロを補償する契約で、EDF SAの事業体および当グループの子会社のすべてをカバーするサイバー・リスク保険が導入された。

すべての種類の保険に係る当グループの2018年の保険料の合計は、248百万ユーロであった。

⑦ 請求書の支払期日（フランス商法第L.441-6-1条により義務付けられる買掛金および売掛金）に関する情報

EDF SAは、LME法（経済の成長、活動および機会均等に関する法律第2015-990号により改正済）の定めに従って、当年度末が支払期限である買掛金および売掛金の金額（税込）を、期限の超過期間別に、当年度の購入高および売上高の合計（税込）に対する割合とともに、以下のとおり報告する。

	D.441 I.-1条:当年度末が支払期限であるが 未払いの受領済請求書						D.441 I.-2条:当年度末が支払期限であるが 未払いの発行済請求書					
	0日	1日以上 30日以下	31日以上 60日以下	61日以上 90日以下	91日以上	合計 (1日 以上)	0日	1日以上 30日以下	31日以上 60日以下	61日以上 90日以下	91日以上	合計 (1日 以上)
(A)超過期間												
請求書数	80,869	-	-	-	-	4,967	3,703,114	-	-	-	-	7,076,458
請求書合計額 (税込) (単位:百万ユーロ)	2,323	9	5	1	-	15	1,056	250	71	56	631	1,008
当年度購入高合計に 対する割合(%)	4.7	-	-	-	-	-						
当年度売上高合計に 対する割合(%) (税込)							1.8	0.4	0.1	0.0	1.1	1.7
(B)係争中または未認識の買掛金および売掛金に関連して(A)から除外された請求書												
除外された 請求書数						0						0
除外された 請求書合計額						0						0
(C)適用支払条件 (契約または法律に定められる条件(フランス商法第L.441-6条または第L.43-1条))												

超過期間の計算に
用いられる支払条件

契約および法律に定められる条件

法律に定められる条件

⑧ 商法第L.232-1条により義務付けられる既存の支店に関する情報

2018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181か所の駐在員事務所を有し、また支店となるための独立管理基準を満たさない数千の異なる事務所を通してフランス全土において事業を行っていた。

フランス本土外におけるEDF SAの支店は以下のとおりである（財政上の観点において、これらはフランス国外に所在する恒久的施設の一覧である。）。

- ・サンバルテルミー島
- ・サンピエール島・ミクロン島
- ・サンマルタン島
- ・アラブ首長国連邦：アブダビ
- ・バーレーン
- ・ベナン
- ・カンボジア
- ・中国
- 一 台山
- ・南アフリカ
- ・カーボベルデ
- ・カタール

⑨ 後発事象

- ・2019年2月中旬、EDF Renewablesは、太陽光エネルギー供給業者であるLuxelの100%取得に関する独占交渉を開始したと発表した。フランスのエロー県に登記上の事務所を有するLuxelグループは、（主にフランス南部において）総容量90MWpの施設を有し、130MWp近くを運営しており、約900MWpのプロジェクト・ポートフォリオを保有している。EDFグループは、この取得を通じて、そのソーラー・プラン（2020年から2035年までの間にフランスの太陽光部門市場における30%のシェアを達成することを目標としている。）を実施するための追加手段を得たいと考えている（2019年2月15日付のEDF Renewablesのプレスリリースを参照。）。
- ・2019年3月5日、EdisonおよびAnsaldo Energiaは、イタリアのマルゲーラ・レヴァンテ（ヴェネチア）用地における、780MWの発電容量および63%のエネルギー効率を有する新たなコンバインド・サイクル・ガス発電所への投資に関する合意を発表した。約300百万ユーロの総投資額は、このイタリアの火力発電所における二酸化炭素および酸化窒素の平均排出量削減に充てられる（2019年3月5日付のEdisonおよびAnsaldo Energiaのプレスリリースを参照。）。

⑩ 見通し

本項（「第3 3（3）⑩見通し」）に含まれる利益の予測および予想は、過年度の財務情報と比較可能な基準に基づき作成および連結されており、2018年12月31日現在のEDFグループの会計方針に沿ったものである。このため、これらには2019年1月1日から適用されるIFRS第16号「リース」による影響は含まれていない。

2019年の目標（IFRS第16号の適用前。フランスにおける一定の法令の枠組みに基づく。）

- ・EBITDA（2019年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWhとなることを前提とする。ヘッジされていない2020年のフランスの発電量については、2019年2月初旬における実勢価格の状況（約50ユーロ/MWh）に基づく。）を、15.3十億ユーロから16.0十億ユーロとすること
- ・営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計。比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス活動における営業費用の変化は除く。）を、2015年と比較して約1.1十億ユーロ削減すること
- ・キャッシュ・フロー（ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyを除く。）を、0超とすること

2019年から2020年の抱負（IFRS第16号の適用前。フランスにおける一定の法令の枠組みに基づく。）

- ・取得および2019年から2020年までの当グループによる売却を除く純投資（フラマンビル3プロジェクトの完成に係る費用および日程に関する当グループの予想に基づく。）の合計額を、年間約15十億ユーロとすること
- ・2019年から2020年までの当グループによる売却を、2十億ユーロから3十億ユーロとすること
- ・純負債/EBITDA比率（2019年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWhとなることを前提とする。ヘッジされていない2020年のフランスの発電量については、2019年2月初旬における実勢価格の状況（約50ユーロ/MWh）に基づく。）を、2.5倍以下とすること

- ・目標配当性向を、経常外項目を除く純利益（フランス政府は、2018年の配当残高ならびに2019年および2020年の通年の配当を、株式の形式で受領することを表明した。）（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、45%から50%とすること

⑪ 後発事象

(i) 2019年3月22日－EDFおよびBBVAが、300百万ユーロの持続可能なリボルビング与信枠を締結

EDFおよびBBVAは、二酸化炭素排出量およびエネルギー効率に連動したEDFの持続可能なパフォーマンスに基づく価格調整が盛り込まれた、300百万ユーロの持続可能性連動型のリボルビング与信枠（RCF）を締結した。

これはBBVAがフランスの法人向けに提供する初めての持続可能なローンであることから、この取引によってBBVAは、持続可能な資金調達分野において新たな節目に到達した。

RCFには、EDFの3つの持続可能な重要業績指標（KPI）（直接的な二酸化炭素排出量、顧客によるオンラインでの消費モニタリング・ツールの利用および自動車の電化）に利幅を連動させる価格調整メカニズムが盛り込まれている。

フランスは、欧州における持続可能な資金調達の最前線にいる。ローン市場で現在利用可能な持続可能な資金調達ソリューションに対する法人の関心は高まっている。より具体的に借入人は、一般事業目的の施設に持続可能なメカニズムを追加できることを歓迎しており、標準的な施設を資金調達に転換し、それによって社会および環境への好影響をもたらす傾向がさらに高まっている。

(ii) 2019年3月25日－EDFは、洋上風力発電所2か所の建設および運転ならびに武漢市における暖房および空調のネットワークの最適化に係る契約を通じて、中国における事業を強化する

2019年3月25日（月曜日）付で、EDFは、中華人民共和国主席である習近平氏のフランス公式訪問時に、中国における低炭素プロジェクトに関して2件の契約を締結した。1件目の契約は、中国における洋上風力発電プロジェクト2件の共同実施を目指して、中国の電力会社であるChina Energy Investment Corporation（CEI）との間のパートナーシップを正式に成立させるものである。東台IVおよびVの洋上風力発電所の総設備容量は500MWであり、EDFグループの中国における最初の洋上プロジェクトとなる。電力会社であるHuadianとの間で締結された2件目の契約は、武漢市における暖房および空調のネットワークの運転に関するものである。

EDFは、中国の洋上風力市場における足がかりを獲得

中国の電力市場で最大手の事業者であるChina Energy Investment Corporationとの間で締結された協働契約は、上海の北に位置する江蘇省の海岸沖の東台IVおよびVの洋上風力プロジェクトにおける、EDFによる持分取得に関するものである。東台IVプロジェクトは、現在建設中である。東台Vの建設は、2019年に開始予定である。最終契約の締結に基づき、両パートナーは、総設備容量500MW（2021年までに段階的に稼働予定）を建設および運転する予定である。

3.8GWの洋上風力容量が既に運転されている中国は、急速な成長を続け、2030年までには50GWが運転され、世界の発電所の約半分を占める見込みのある有望な市場である。

EDFグループは、子会社であるEDF Renouvelablesを通じて世界の洋上風力市場における大手事業者となっており、当該部門を専門とする500人超が、プロジェクトの開発、実施および運転からなるすべての主要分野において確かな技術力をもって働いている。現在、当グループは、5.3GWの洋上風力発電所を運転または開発しており、当該容量のうち500MWの運転および維持管理を行っている。現在、当グループは、中国における310MW超を含めて、フランスおよび世界において風力および太陽光の総容量13GW超を運転している。

武漢市における暖房および空調のネットワークの運転に関する契約

EDFおよび電力会社であるHuadianは、武漢市内の一部地域における暖房および空調のネットワークのパフォーマンスの向上を目的とした協働契約を締結した。当該ネットワークは、100,000人の顧客に対して暖房を提供し、500,000平方メートルのオフィス・スペースに対して空調ネットワークを提供する見込みである。両署名者は、三門峡市の暖房ネットワークにおいてEDFグループが既に利用しているスマート・エネルギー管理ツールの利用可能性を共同で検討する。

(iii) 2019年3月29日－流動性契約

EDFおよびODDO BHFが新たな流動性契約を締結し、当該契約は2019年3月28日に効力を発生した。

この新たな契約は、流動性契約を規定する規制の変更を受けて策定され、2018年7月2日付のAMF決定第2018-01号に沿ったものである。

当該流動性契約に基づく取引の取引場所は、ユーロネクスト・パリである。

当該契約の規定に基づき、契約の停止事由または終了事由となる状況または条件は以下のとおり規定されている。

- ・AMF決定第5条に規定される条件に基づき、当該契約の締結が停止される場合

- ・ユーロネクスト・パリの決定により証券の上場が中断された場合、かかる中断期間において、運用者の契約上の義務は自動的に停止される。
- ・発行会社による自己の責任に基づく要求により、発行会社による正当性の証明を要せずに、当該契約を停止することができる。
当該契約は、以下の条件により終了することができる。
- ・当該契約第13条に規定される流動資産勘定の閉鎖に係る条件に基づき、発行会社が、通知を要せずに、受領証付書留郵便により、随時かつ直ちに終了することができる。
- ・運用者による1か月前の通知により、随時終了することができる。流動資産勘定は、通知期間の終了時に、当該契約第13条に規定される条件に基づき閉鎖される。
2019年3月28日現在、流動資産勘定には以下の資金が保有されている。
- ・10,120,161ユーロ
- ・株式738,882株

(iv) 2019年4月2日－EDFが、低炭素水素の製造販売子会社であるHynamicsを設立

EDFは、国際的な産業見本市であるハノーバーメッセにおいて、産業向けおよびモビリティ向けの効率的な低炭素水素の供給に従事する、当グループの新子会社である「Hynamics」（EDF Pulse Croissance Holdingが、Hynamicsの全株式を保有する。）の設立を発表した。

この取組みにおいて、EDFはフランスおよび世界の水素部門における主要事業者となること、ならびに気候変動に対する闘いおよび低炭素社会のための闘いへの貢献を強化することを目標としている。

McKinsey発表の報告書によれば（「フランス経済のための水素開発」、McKinseyと共著の2018年Afhypac報告書。）、2050年には世界の最終的なエネルギー需要の18%を水素消費量が占める。現在、水素の95%は化石燃料から製造されている。Hynamicsは、多量の二酸化炭素を生み出すこの手法とは異なり、使用される電力自体が低炭素の発電手法で発電されたものである限り、二酸化炭素をそれほど排出しない技術である、水の電気分解による水素製造を選択した。

Hynamicsは、以下の2つの異なる低炭素水素ソリューションを提供する。

- ・水素が不可欠である企業用顧客（精製所、ガラス製品、農業食品、化学品等）に対しては、Hynamicsは、必要なインフラへ投資することにより、水素製造工場の設置、運営および維持管理を行っている。
- ・モビリティ供給業者（一般部門および専門部門）に対しては、Hynamicsは、列車、バス、ごみ収集車、ユーティリティ・ビークルおよび水路交通手段等の商業用車両の充電のために水素を提供するサービス・ステーションをもって、様々な地域の接続を支援している。これらのサービスは、2018年10月に当グループが発表した電気モビリティ計画のためのさらなる資産となっている。

Hynamicsチームは、2019年3月末において、フランスならびにベルギー、ドイツおよび英国を含む他の欧州諸国における約40のターゲット・プロジェクトを定め、取り組んでいる。

Hynamicsは、当グループの新興企業のインキュベーターであるEDF Pulse Expansionにおいて育成された、10名程度の従業員が率いる「社内ベンチャー」プロジェクトの成果である。この市場で最大手のフランス企業であるMcPhyにおいてEDFの持分を取得したことに続く、当該新子会社の設立は、EDFグループの低炭素水素に関する目標を確認し、新たな用途を適用するものである。

(v) 2019年4月5日－EDF、EBMおよびEOSが、AlpiqにおけるEDFの持分25%を、EBMおよびEOSに対して売却することに合意

2019年4月4日、EDF、EBM (Coopérative Elektra Birseck) およびEOS (EOS Holding SA) は、各々の統治機関による承認を受けて、EDFによる、スイスの電力会社であるAlpiqにおける同社持分（Alpiqの資本および議決権の25.04%を表章する。）の、EBMおよびEOSへの売却（両社が同持分の半分ずつを取得する。）に関する契約を締結した。

この取引において、AlpiqにおけるEDFの持分は、Alpiq株式1株当たり70スイス・フランの買取価格に基づき、約489百万スイス・フラン（約436百万ユーロ（2019年4月4日現在の為替レートである1スイス・フラン=0.8915ユーロに基づく。））と評価されている。当該株式譲渡契約は、将来的なアーン・アウト・メカニズムを含んでいる。

EBMおよびEOSによる取得は、Credit Suisse Energy Infrastructure Partnersが運用するファンドであるCSA Energy Infrastructure Switzerlandが融資する、Alpiq株式における強制転換ローンによって資金調達される。

取引の完了は、ドイツの競争当局による承認を条件としており、2019年度上半期末までになされる見込みである。その後の進捗については、「第3 3（3）⑪（xiv）2019年5月28日－EDFが、Alpiqにおける持分25%の売却完了を発表」を参照。

(vi) 2019年4月11日－フラマンビルEPRの最新情報

EDFは、フラマンビル3 EPRの破断防止概念の対象である主蒸気配管の溶接部に影響を及ぼす品質の不具合について、原子力圧力機器の常任の専門家グループ（GP ESPN）のポジションを再検討し、2019年4月11日に公表を行った。

常任の専門家グループによる勧告および同グループの提案する解決への手段は、試運転の日程および建設費用に影響を及ぼす可能性がある。

EDFは、本件の今後の進行についての決定を向こう数週間以内に発表する予定の原子力安全当局（ASN）とやりとりを進めている。

ASNの決定が発表された後、フラマンビルEPRの日程および建設費用に関する最新情報の詳細が公表される。

調査手続の詳細

2019年4月9日、ASNは、フラマンビル3EPRの破断防止概念の対象である主蒸気配管の溶接部に影響を及ぼす品質の不具合の調査の一環として、原子力圧力機器の常任の専門家グループ（GP ESPN）を招集した。

- ・2018年12月3日、EDFはASNに対して、破断防止要件に関連して不具合が明らかとなった主要二次系配管の溶接部の修理および更新、ならびに原子炉格納建造物に位置する溶接部8か所に関する具体的な是正策の手続を示す技術的な申告を行った。
- ・かかる申告は、IRSN（放射線防護・原子力安全研究所）の技術的なサポートとともに、ASNによる調査に服している。
- ・かかる調整に基づきGP ESPNの会議で協議が行われ、同会議に出席したEDFは、事実が生じた順序、その分析および不具合の対処法を提示した。EDFは、かかる申告の技術的な指示に関する常任の専門家グループからのすべての質疑に応じるよう努めた。

(vii) 2019年4月17日－EDFグループが、2019年における従業員を対象とした売出し「ERO 2019」を導入した

2019年4月17日、パリ－EDFグループは、2019年4月17日に従業員株式保有制度（2014年8月20日付政令第2014-948号第31-2条（2015年8月6日付法律第2015-990号によって改正。）の規定に従い、EDFが2017年3月に行った株主優先引受権の維持による増資を受けて、EDFは、EDFおよびEDFの子会社の適格な従業員および元従業員に対して7,704,974株を売り出さなくてはならない。）「ERO 2019」の導入を発表した。

2018年におけるパフォーマンスの大幅な上昇およびパフォーマンス計画の進捗に促され、当グループは、エネルギー移行へのコミットメントおよびCAP2030戦略の実施を続ける。無炭素電力が中心である複数年にわたるエネルギー計画（フランス語ではPPE）について政府が採用したアプローチは、現在この戦略的ロードマップにおいて当グループの新たな推進力でもある。

これに関連して、EDFの取締役会は、従業員株式保有制度の原則を2019年4月4日に決定した。当該制度は、フランス政府がEDFに最大7,704,974株の発行済株式を譲渡した直後に、EDFが適格な従業員、元従業員および年金受給者に譲渡する方法によって実施される。

当該制度は、当社、EDFグループ貯蓄計画のメンバーであるEDFのフランス子会社1社（PEG）またはEDF Internationalのグループ貯蓄計画のメンバーであり、EDFが直接的または間接的に過半数を所有する海外子会社（PEGI）において3か月以上勤続する（取消期間の最終日時点。）従業員ならびにPEGおよびPEGIの株式を保有し、かつ当社またはこれら子会社1社との間で5年以上の期間にわたり従業員契約を締結していたかもしくは有給活動を行っていた元従業員および年金受給者が対象である。

かかる売出しには、ユーロでの個人的な貢献額が保証されるいわゆる「レバレッジド」式およびいわゆる「クラシック」式が含まれる。かかる売出しは、フランス従業員のミューチュアル・ファンド（Fonds commun de placement d'entrepriseまたはFCPE）を通じて実施される。「クラシック」式については、従業員に対して雇用主のマッチング拠出額の売出しが行われる。

売出株式は、ユーロネクスト・パリ（コンパートメントA）に上場している、現在の配当受領権が付された普通株式である。当該株式は、PEGのFCPEの株式を引き受けることにより取得され、2024年7月16日に終了する5年間の強制保有期間の対象となるが、早期売却の場合は規則の規定に従う。議決権は、FCPEの監査役会により行使される。

株式の売出価格は、2019年6月20日に決定される。当該価格には、かかる決定日前の20日間にわたりユーロネクスト・パリの株式市場におけるEDF株式の1日の出来高加重平均株価に基づく参照価格と比較して20%の割引が含まれる。

予約期間は2019年5月6日から2019年5月21日（同日含む。）までであり、取消期間はその後の2019年6月21日から2019年6月24日である。当該株式は、フランス政府の株式保有・譲渡委員会（Commission des participations et des transferts）による好意的意見の発表後のフランス経済・財務大臣による決定が承認する権限の前提条件に従い、遅くとも2019年7月16日までは交付される。上記に記載の日付は参考に過ぎず、変更される可能性がある。

ヘッジ取引

「レバレッジド」式による売出しの実行は、スワップ契約における契約相手方である金融機関（Crédit Agricole CIB）による、とりわけ当該制度の導入前（特に参照価格確定期間中）に実施するヘッジ取引（特に株式売買、株式貸借取引および株式の購入オプションの締結）から発生する可能性が高いが、Crédit Agricole CIBの相手方であるその他金融機関による同ヘッジ取引から発生する可能性もある。

(viii) 2019年4月24日－明日の接続されたコミュニティ：BBOXXは、発展途上の世界における「将来のコミュニティ」の展望を明らかにした

次世代の公益事業体であるBBOXXは、今日のトーゴにおいて「明日の接続されたコミュニティ」と称される新たなコンセプトを打ち出した。

かかるコンセプトは、エネルギーへのアクセスを通じて発展途上国のコミュニティ全体における人々の人生を一変させ、経済の可能性を解き放つことにより、BBOXXの任務を実現する。

「明日の接続されたコミュニティ」は、トーゴ共和国のH.E. フォール・ニヤシンベ大統領による正式開始の発表後、トーゴのシクペ・アフィデニョンの農村において展開されている。

国の南部に位置し、300世帯および4,000人により構成される同村全体（街路照明、家庭、学校および小さなお店を含む。）に対して、太陽光発電エネルギーが供給される。またコミュニティは、その他の公益事業の商品およびサービス（衛生的な料理に関するソリューション、インターネット・サービスおよび給水ポンプ等）にもアクセス可能となる。

BBOXXは、「BBOXX avec EDF」のブランドの下、BBOXX Togoにおける50%の持分を保有するEDFとともに、トーゴにおいてかかるコンセプトを実施している。これに加えて、BBOXXとEDFは、トーゴのプロジェクトを実現するために、革新的な国外および地域の協力会社とも協働している。

同コンセプトは、高まるエネルギー消費需要を満たすためのGeneral Electricによって開発されたマイクロ送電網、ならびに家庭および中小企業にエネルギーを供給するためのBBOXXの住宅用太陽光設備を使用して行われている。これは、発展途上の世界のエネルギー課題を満たすための、BBOXXによる包括的なソリューションを示すものである。すべてのサービスは、BBOXXの包括的なデジタル管理プラットフォームであり、データ分析および予測分析を使用して顧客サービスの管理および商品の維持管理を行うBBOXX Pulseを通じて実施されている。

かかる事業の立上げは、BBOXXが2018年11月に発表したルワンダのキガリにおける「明日の農村家庭」の成功に基づいている。「明日の接続されたコミュニティ」はBBOXXの展望を数段階先に進めており、家庭からコミュニティへと飛躍し、伝統的な大型送電網インフラの需要からリープフロッグ型発展を遂げている。

かかる事業の立上げは、BBOXXが節目の12,000世帯に対してエネルギーを供給し、トーゴにおける60,000の顧客に好影響を与えると同時に行われる。BBOXXは、トーゴ政府により実施された全国にわたる住宅用太陽光設備の設置の入札を獲得した2017年12月以降、トーゴにおいて事業を行っている。2018年、新興市場において人々の人生を一変させるエネルギー・サービスの供給を行うBamboo Capital Partnersが設立した投資プラットフォームのBEAMからの出資により、BBOXX Togoの成長はさらに加速する。

BBOXX Togoは、2018年4月の1,000世帯から現在では12,000世帯と急速に拡大しており、地域に260の雇用を創出し、5つの地域において20店舗を開設した。さらに、2019年3月にトーゴ政府は、トーゴ政府の全国電化戦略の一環として、太陽光エネルギーへの支出に対して初となる政府による顧客向けの助成金を開始した。かかる助成金はエネルギー貧困を克服する一助となる。

EDFグループは、商業的な資源、電池性能における技術的なノウハウ、送電網非接続型ソリューションの開発における複数のアフリカ諸国の現場での経験を提供することにより、BBOXXの発展を支援している。

(ix) 2019年5月14日－四半期財務情報（2019年3月31日現在）

売上高が1.7%増加（比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく本業における変動。）

2019年の目標の確認および2019年から2020年までの大望

グループ売上高	21.0十億ユーロ
	本業の変動 +1.7%(1)

(1) 比較対象となる連結範囲および為替レートに基づく本業における変動。

ハイライト

- ・再生可能エネルギーにおける新たな進展

- －EDF Renewablesの建設中のプロジェクトのポートフォリオにおける記録的な水準：第1四半期において1.2GWの総容量の建設が開始され、3月末までには3.5GWの総容量（1.4GWの太陽光発電容量を含む。）となった。

- －太陽光発電：

- ・フランスにおける太陽光発電計画の加速：2019年4月1日に1GWpのポートフォリオ（うち約90MWpが稼働中）を保有するLUXELグループを取得
 - ・中国における77MWpの屋上太陽光発電資産ポートフォリオの過半数持分を取得
 - ・アテネの近くに位置する60MWpの太陽光発電所における20年間の電力購入契約を受注

- －中国における洋上風力発電：中国の電力会社であるChina Energy Investment Corporation (CEI) とともに500MWの洋上風力発電所を2か所建設し、稼働することに関する契約
- ・顧客サービスに関する革新
 - －低炭素水素を生産し、販売する子会社のHynamicsの設立
 - ・企業用顧客：水素生産工場の設置、稼働および維持管理
 - ・公共および専門のモビリティ提供者：商用車の再充電用に水素を提供するサービス・ステーション
- ・新規の原子力発電所
 - －台山2：2019年4月16日に燃料装荷終了
- ・財務構造
 - －EDFのAlpiqにおける25%の持分を売却することにつき合意
 - －ESG基準に連動する300百万ユーロの持続可能なリボリング与信枠を締結

運営データ

発電量

フランスの原子力発電量	111.8TWh	-1.0%
英国の原子力発電量	12.6TWh	-16.4%
当グループの再生可能エネルギー事業	15.7TWh	-23.7%
うちフランスの水力発電量 ⁽¹⁾	9.9TWh	-32.2%

(1) 揚水発電量を差し引く前の島部業務を除いた水力発電量。なお、揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2018年度第1四半期は12.8TWhであり、2019年度第1四半期は8.3TWhであった。

	・ EBITDA ⁽²⁾	16.0十億ユーロから 16.7十億ユーロ
IFRS第16号の影響を含む 2019年の目標 ⁽¹⁾	・ 営業費用の削減額 ⁽³⁾	2015年と比較して 約1.1十億ユーロ
	・ HPCおよびLinkyを除いたキャッシュ・フロー ⁽⁴⁾	600百万ユーロ超
	・ 取得および「2019年から2020年までの当グループによる売却」を除いた純投資の合計額 ⁽⁵⁾	年間約15十億ユーロ
	・ 2019年から2020年までの当グループによる売却	2十億ユーロから 3十億ユーロ
IFRS第16号の影響を含む 2019年から2020年までの 大望 ⁽¹⁾	・ 純負債／EBITDA倍率 ⁽²⁾	2.7倍以下
	・ 配当：経常外項目を除く純利益の目標配当性向 ⁽⁶⁾	45%から50%
	フランス政府は、2018年の配当残高ならびに2019年および2020年の通年の配当を、株式の形式で受領することを表明した。	

- (1) フランスにおける一定の法令の枠組みに基づく。
- (2) 2019年1月1日現在の範囲および為替レートに基づき、またフランスにおける原子力発電量が395TWhとなることを前提とする。ヘッジされていない2020年のフランスの発電量については、2019年2月初旬における実勢価格の状況（約50ユーロ/MWh）に基づく。
- (3) 人件費およびその他の対外費用の合計。比較対象となる範囲および為替レートに基づく。一定の年金割引率に基づく。サービス活動における営業費用の変化は除く。
- (4) キャッシュ・フローに対するIFRS第16号の影響は、EBITDAの増加に起因するが、IFRS第16号に基づく純負債の利子によって減少した。
- (5) フラマンビル3プロジェクトの完成に係る費用および日程に関する当グループの予想に基づく。ASNの決定の発表後、フラマンビルEPRの日程および建設費用に関する最新情報の詳細が公表される。
- (6) 自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬を調整。

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
フランスー発電と 供給業務	7,956	8,145	+2.4	+2.2
フランスー規制業務	5,167	5,033	-2.6	-2.6
EDF Renewables	379	417	+10.0	+2.9
Dalkia	1,223	1,323	+8.2	+7.8
Framatome	721	706	-2.1	-4.0
英国	2,577	2,501	-2.9	-4.2
イタリア	2,252	2,372	+5.3	+1.2
その他国外	666	795	+19.4	+18.9
その他事業	751	882	+17.4	+18.5
セグメント間消去	△1,246	△1,208	-3.0	-3.0
グループ合計	20,446	20,966	+2.5	+1.7

当グループの2019年度第1四半期における売上高は約21.0十億ユーロであり、2018年度第1四半期と比較して1.7%の本業の成長となった。

この変動は、主に、有利な市場状況、当グループのエネルギー・サービス業務の成長およびEDF Tradingによる堅調な業績に関連して、フランスー発電と供給業務セグメントにより牽引されたものである。また売上高は、計画的な供給停止の延長に関連した発電量の減少に起因する英国の業務による悪影響および温暖な気候に起因するフランスー規制業務による悪影響を受けた。

EDFグループのセグメントごとの売上高の増減（セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳）

フランスー発電と供給業務

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	7,956	8,145	+2.2

2019年度第1四半期におけるフランスー発電と供給業務セグメントによる売上高は、8.1十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して2.2%の本業の成長となった。

原子力発電量は、111.8TWhとなり、2018年度第1四半期と比較して1.1TWh減少した。この減少は、主に、温暖な気温および供給停止中の容量の増加に関連する発電量の調整によるものである。

水力発電量（揚水発電量を差し引く前の、島部電力業務を除く水力発電量。なお、揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2018年度第1四半期は12.8TWhであり、2019年度第1四半期は8.3TWhであった。）は、不利な水利条件および価格動向の見直しによる資源の最適化により、2018年度第1四半期と比較して32.2%（－4.7TWh）減少して、9.9TWhとなった。

当四半期における最終顧客消費量は、2018年度第1四半期と比較して気温が温暖であったことにより、3.7TWh減少した。財務への影響は、1月の温暖な気候からの大きな影響を受けて低価格市場における再販売を行ったことにより、2018年度第1四半期と比較して11百万ユーロの減少に留まった。

（配電に係る部分を除く）規制販売料金の変更（「積上げ」方式の料金における省エネ証書（EEC）部分を除く顧客に対する規制販売料金の価格の影響。2018年8月1日における料金の変更は、住宅用顧客の青色料金については－0.5%、非住宅用顧客の青色料金については＋1.1%であった。）は、当初2019年2月1日に予定されていた料金の引上げが行われなかった中で、料金調整が終了したことにより、約54百万ユーロのマイナスの影響となった。

下流部門における市況（市場における提供のEEC部分を除く。）は、特に卸電力の先渡市場の価格動向と相互に関係のある価格の好影響のおかげで、推定331百万ユーロの好影響をもたらした。

最終顧客に対するエネルギー構成部分を含む卸売市場の売買残高は、その販売量の減少により、売上高に対して推定290百万ユーロのマイナスの影響となった。

売上高は、101百万ユーロの購入義務を再販売するにあたり、1月のスポット価格の有利な影響の恩恵を受けた（EBITDAについては、CSPEメカニズムが購入義務に係る費用を相殺するため、影響は中立的であった。）。

フランスー規制業務（Enedis、Électricité de Strasbourgおよび島部業務を含む規制業務）

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	5,167	5,033	-2.6

2019年度第1四半期におけるフランスー規制業務セグメントによる売上高は5.0十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して、本業において2.6%減少した。

温暖な気候に関連した特に3月における配電容量の減少は、2018年度第1四半期と比較して、推定170百万ユーロのマイナスの影響となった。

売上高は、推定19百万ユーロとなる配電料金におけるプラスの変動（36kVA以下の低電圧領域の顧客向け料金の1.16%の上方修正および2018年8月1日付のTURPE 5配電料金の-0.21%の指数化。）による恩恵を受けた。

さらに、特にポートフォリオ構成の変更に関連した価格の影響により、推定17百万ユーロの好影響がもたらされた。

再生可能エネルギー

EDF Renewables

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	379	417	+2.9

EDF Renewablesの売上高は、417百万ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して2.9%の本業の成長となった。

この傾向は、より有利な価格の影響および風力条件によるものであったが、2018年末および2019年初めに行われた売却により、発電量は概して安定していた（4TWhまたは2018年度第1四半期と比較して-0.1TWhであった。）。

純設備容量の合計は、2018年12月末と比較して広範囲に安定しており、8.3GWとなった。

他方で、2019年度第1四半期末における建設中プロジェクトのポートフォリオ合計は、2018年12月末と比較して+1.1GWの合計3.5GW（1.4GWの太陽光発電量を含む。）という記録的な水準となった。

当グループの再生可能エネルギー事業（当グループの再生可能エネルギー事業には、EDF Renewablesおよび当グループの水力発電事業、ならびにEDF LuminusおよびEdisonの再生可能エネルギー事業が含まれる。）

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,307	1,252	-4	-5

(1) 特にフランスの揚水発電量を差し引いた水力発電所について、より広範囲の発電資産ポートフォリオ内において最適化された再生可能エネルギー発電の売上高は、慣例として、スポット市場価格（または購入義務料金）における発電量の評価に基づき、ヘッジの影響を考慮せず、適用ある場合は容量の評価を含めて見積もられる。

2019年度第1四半期における当グループの再生可能エネルギー事業の売上高は、2018年度第1四半期から5%減少して、1.3十億ユーロとなった。これは、主に、フランスにおける水力発電量の減少によるものであるが、稼働開始した風力発電容量の価格の好影響によって一部相殺された。

エネルギー・サービス事業

Dalkia

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	1,223	1,323	+7.8

Dalkiaの売上高は、1.3十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して7.8%の本業の成長となった。

この改善は、サービス契約の見直しの指標における有利な傾向、燃料価格の上昇および売上げの伸びを反映したものである。商業的な動向は、PSAの鋳物工場と協力して行われたシャルルヴィル・メジエールにおける新たな地域暖房ネットワークの構築によって継続した。

当グループのエネルギー・サービス事業（当グループのエネルギー・サービス事業には、Dalkia、Citelum、CHAMならびにEDF Energy、Edison、EDF LuminusおよびEDF SAのサービス業務が含まれる。これらは、特に、街路照明、暖房ネットワーク、現地資源に基づく分散型の低炭素発電、エネルギー消費管理および電気モビリティによって構成される。）

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高	1,516	1,689	+11	+8

当グループのエネルギー・サービス事業の売上高は、1.7十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して8%の本業の成長となった。売上高は、特に、DalkiaおよびImtechの本業における成長による恩恵を受けた。

エネルギー効率化および総合エネルギー管理ソリューションの提供の分野において、イタリアで活動している事業者のZephyroの取得は、エネルギー・サービスの発展に貢献した。

Framatome

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	721	706	-4.0

2019年度第1四半期におけるFramatomeの売上高は、本業において4.0%減少して、0.7十億ユーロとなった。

かかる変動は、主に、燃料集合体が装荷される年の配分に関する2019年度第1四半期におけるタイミングの影響によるものである。

「大型プロジェクト事業」では、台山の事業に係る売上高が減少したが、ヒンクリー・ポイントCの事業は強化されている。

2018年度第1四半期にフランスにおいて力強い業績を上げた「設置基盤事業」は、わずかに減少した。

英国

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	2,577	2,501	-4.2

英国における売上高は、2.5十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して、本業において4.2%減少した。

売上高の減少は、主に原子力発電の減少ならびにより少ない程度ではあるが、供給量市場の停止およびSVT（標準変動料金）の料金上限規制によるものである。

原子力発電量は、12.6TWhとなり、2018年度第1四半期から2.5TWh減少した。これは、ハンターストンBの調査およびダンジェネスBの供給停止の延長によるものである。

供給業務は、競争の非常に激しい環境下において安定を保っている住宅用顧客ポートフォリオの良好な回復力および企業用顧客部門における売上高の増加の恩恵を受けた。

イタリア

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	2,252	2,372	+1.2

イタリアにおける売上高は、2.4十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して1.2%の本業の成長となった。

電気事業の売上高（本業において+122百万ユーロ）は、企業用顧客セグメントにおける売上高の増加および価格の好影響によって、増加した。

ガス事業の売上高は、本業において109百万ユーロ減少した。これは、卸売市場における販売量が減少したことによるものであるが、企業用顧客に対する販売量の増加および価格の好影響によって一部相殺された。

炭化水素事業の売上高は、ユーロでのブレント価格の好影響に関連して、本業において15百万ユーロ増加した。

その他国外

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	666	795	+18.9

その他国外の売上高は、約0.8十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して18.9%の本業の成長となった。

ベルギーにおける売上高は、特にすべてのセグメントにわたる電力価格およびガス価格の上昇を反映して、本業において59百万ユーロ増加したが、温暖な気候に起因する住宅用顧客への販売量のわずかな減少によって一部相殺された。風力発電量は、2018年12月末と比較して+1.6%となり、448MWとなった。

ブラジルにおける売上高は、2018年末に行われたEDF Norte Fluminenseの電力購入契約における料金の年に1度の見直しによる好影響およびICMS税（ブラジルにおける商品流通サービス税）の変更による影響（EBITDAへの影響はない。）により、本業において57百万ユーロ増加した。

その他事業

(単位：百万ユーロ)	2018年度 第1四半期	2019年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高	751	882	+18.5

その他事業セグメントによる売上高は、約0.9十億ユーロとなり、2018年度第1四半期と比較して18.5%の本業の成長となった。

EDF Tradingの売上高は、本業において48百万ユーロ増加した。EDF Tradingは、好調なボラティリティの恩恵を受け続けており、欧州における電気市場およびガス市場の価格の状況も生かした。LNG（液化天然ガス）およびLPG（液化石油ガス）に関する業務もまた、2019年度第1四半期の業績に貢献した。

ガス事業の売上高は、好調なLNG業務および当グループの能力のより有効な活用により、本業において176百万ユーロ超増加した。

2019年2月15日付プレスリリース後における主な事象（全プレスリリースの一覧は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr）にて入手可能である。）

主な事象

- ・フラマンビルEPRの最新情報：ASNの決定の発表後、フラマンビルEPRの日程および建設費用に関する最新情報の詳細が公表される（2019年4月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF、EBMおよびEOSは、EBMおよびEOSに対して、EDFが保有するAlpiqにおける25%の持分を売却することにつき合意した（2019年4月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・2019年5月16日付株主総会の招集通知およびEDFの取締役会の任命（2019年4月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、低炭素水素の生産および販売を行う子会社のHynamicsを設立（2019年4月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFおよびBBVAは、300百万ユーロの持続可能なリボリング与信枠を締結（2019年3月22日付プレスリリースを参照。）。

新規投資、パートナーシップおよび投資プロジェクト

EDF Renewablesによる再生可能エネルギーの開発（EDF Renewablesの全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（www.edf-renewables.com）で入手可能である。）

- ・EDF Renewablesは、ギリシャで行われた、アテネの近くに位置する60MWpを予定している太陽光発電所に関する入札を受けて、20年間の電力購入契約を獲得した（2019年5月6日付プレスリリースを参照。）。

- ・ EDF RenewablesおよびWiSEEDは、ギアナにおける貯蔵付きのトゥーカン2太陽光発電プロジェクトに関して、参加型資金調達を開始した（2019年5月6日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Eolien Maritime Franceは、フランスにおける2つの洋上風力発電プロジェクト向けのタービンの供給に、Siemens Gamesa Renewable Energyを選定した（2019年4月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、太陽光発電プロジェクトの開発および運営を行うフランスの公益企業であるLUXELグループの取得を完了した（2019年4月1日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、2つの洋上風力発電所の建設および操業ならびに武漢市における冷暖房ネットワークの最適化に関する契約を通じて、中国における事業を強化した（2019年3月25日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、パートナーであるAsia Clean Capitalとともに、中国における配電向け太陽光発電事業のプレゼンスを強化した（2019年3月21日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewablesは、米国における風力エネルギーおよび太陽光エネルギーの拡大を追求している（2019年3月12日付プレスリリースを参照。）。

Framatome（Framatomeの全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（www.framatome.com）で入手可能である。）

- ・ 米国：Framatomeは、ウルフ・クリークにおいて最先端の維持管理を行うために、数百万米ドルの契約を獲得した（2019年2月20日付プレスリリースを参照。）。

その他の重要な事象

- ・ EDFグループおよびLogis Cévenolsは、フランスにおける最大規模の共同自家消費の運営を開始した（2019年5月7日付プレスリリースを参照。）。
- ・ 「明日の接続されたコミュニティ」：BBOXは、発展途上の世界における「将来のコミュニティ」の展望を明らかにした（2019年4月24日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループは、2019年における従業員の積立制度である「2019年ERO」を開始した（2019年4月17日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループおよびMETRO Franceは、風力エネルギーの供給に関する新たな契約を締結した（2019年3月25日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、顧客の利益が不当競争の実務から守られたという事実を歓迎する（2019年3月14日付プレスリリースを参照。）。

(x) 2019年5月16日－2019年5月16日開催の年次株主総会および取締役会：全決議が採択された。取締役会は、ジャン・ベルナル・レヴィ氏の会長兼最高経営責任者としての任期の更新を動議した。

EDF株主総会の結果

2019年5月16日、パリにおいてEDF株主総会が開催され、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が議長を務めた。

本人または代理人が出席した株主は、EDFの議決権の92.02%を保有していた。出席株主は、取締役会が提案した以下を含む全決議を承認した。

- ・ 1株当たり0.31ユーロの普通配当および1株当たり0.341ユーロの特別配当の配当の支払い。
2018年12月10日に支払われた1株当たり0.15ユーロの中間配当を考慮すると、配当の残額は、普通配当については1株当たり0.16ユーロであり、特別配当については1株当たり0.191ユーロである。
各株主は、配当の残額について株式による支払いを選択することができる。新たな株式による支払いのオプションの行使期間は、2019年5月24日（同日を含む。）から2019年6月10日（同日を含む。）である。配当落期日は2019年5月22日である。配当の残額は、2019年6月18日より現金または株式により支払われる。
- ・ 株式買戻プログラムおよび貯蓄計画の加入者に係る株主資本の増加に関する一定の財務認可。

取締役会の更新

株主総会は、取締役の任命および更新ならびに取締役会の期差による更新について審議し、以下の決議を承認した。

- ・ ジャン・ベルナル・レヴィ氏の取締役としての任期を4年間更新する。
- ・ アンヌ・リゲ氏、ブルーノ・クレメル氏、ジル・ドゥノワイエル氏およびフィリップ・プティコラン氏を4年間の任期で取締役に任命する。
- ・ マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏、ミシェル・ルソー氏およびモーリス・グルドー・モンターニュ氏の取締役としての任期を2年間更新する。

AFEP-MEDEF規約の要件に従い、現在、EDFの取締役会の50%が女性であり、41.7%が適格独立取締役である。

すべての投票結果、株主総会全体のプレゼンテーションおよび再配信は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr/agm）において提供されている。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏のEDFの会長兼最高経営責任者としての任期を更新する取締役会決議

EDFの会長は、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号第19条ならびにフランス憲法第13条に従い、フランス国民議会および上院の管轄の委員会による候補者の審査後に、取締役会の提案を受け、フランス共和国大統領令により、取締役会の構成員から任命される。

フランス国民議会および上院の経済委員会は、4月30日および5月2日にジャン・ベルナル・レヴィ氏との面談を行い、同氏のEDFの会長兼最高経営責任者への任命を承認した。

EDFの取締役会は、株主総会後に同日開催され、フランス共和国大統領に対してレヴィ氏の会長兼最高経営責任者への任命を提案することを決議した。

フランス共和国大統領令の発表まで、経済担当大臣は、2014年8月20日付政令第21条に従い、2019年5月16日付で、ジャン・ベルナル・レヴィ氏をEDFの暫定の会長兼最高経営責任者（*Président par interim*）に任命した。

(x i) 2019年5月20日－EDFが、革新的なスマート充電ソリューションを実現するための新たな子会社のDREEVを設立

DREEVは、EDF Pulse Expansionおよびカリフォルニア州の新興企業であるNUVVEが設立したジョイント・ベンチャーである。新たなブランドの背景にある方針は、EDFの電気モビリティ計画が立ち上げられた2018年10月に発表された。同計画は、EDFグループが、欧州の4つの主要な市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における電気モビリティ市場、とりわけ「スマート充電」の分野の主導者となるよう設計されたものである。

新たな子会社であるDREEVの主要な事業は、「スマート充電」の最も革新的で、かつ有望な特徴である「自動車から送電網」（V2G）技術に基づくソリューションの開発である。現在DREEVにより提案される同技術は、新興企業のNUVVEにより開発され、既に世界中で試用されている。現在DREEVは、企業および地域の保有車両を対象としている。

「スマート充電」は、電気自動車の充電および放電を柔軟かつ経済的に最適化するように設計された技術を参照している。電気自動車の充電の管理には、主に送電網から自動車への充電の時間と速さの管理が関係する。V2G技術により、電気自動車のバッテリーに集積されたエネルギーを、必要に応じて、建物、地域または送電網へのエネルギー供給に使用することが可能となる。これにより、自動車は送電網にとって活動的な構成要素となり、電力システムに一定の均衡をもたらす一助となる。この方法により生産され、すぐに「消費」されないkWhの容量が貯蔵可能となることから、同技術は再生可能エネルギーの発展に貢献する。

EDFグループおよびNUVVEの専門技術からの恩恵を受けているDREEVは、様々な分野に取り組んでいる。

- ・とりわけ送電網から送られたシグナルに基づく自動車の充電および放電のスマート管理
- ・貯蔵により可能となった、受給の均衡を確立させるためのエネルギーの柔軟性に関するサービスの実施。かかるプロセスにより創造される価値は、結果的に顧客と共有される。
- ・可動性の観点から利用者のニーズを保証しながらも、未使用時に自動車から電力を引き出すことと引換えに、可能な限り最高の報酬を受けることを支援する顧客経験

これらのソリューションは、異なる経路、とりわけEDFグループの100%子会社であり、充電施設を専門に扱うIZIVIAを通じて販売される予定である。

DREEVは、既に多数の成果を上げている。

- ・ボルドー地域にあるHotravailの敷地内においてV2Gターミナルを設置。これにより、同社は毎月1車両当たりV2G貯蓄20ユーロを上限として受領し、モビリティのニーズに関連する電力料金を補填することができる。
- ・シボー原子力発電所の敷地内においてV2Gターミナルを設置する作業が現在進行中である。かかる敷地は、特に低炭素モビリティの分野に関与しており、自社の施設においてDREEVの技術を展開していくというEDFの意欲を示したものである。これらに加えて、V2Gは当グループが既に出資している分野である。
- ・英国において、EDF Energyは、利用者が最良の価格で自動車を充電できるソリューションを開発するために、既にNUVVEとの協働を開始している。EDF Energyの敷地の1つは、NUVVEのV2G充電器を既に搭載している。DREEVの設立は、これらの開発を加速させる一助となる。
- ・Renaultグループと協働しているEDFは、レユニオン島において、「スマート充電」および送電網シグナルからのV2Gがもたらす利益を検証するために、150台の車両が参加する大規模な試験を開始した。

(x ii) 2019年5月20日－EDFグループの執行委員会における変更

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、当グループの執行委員会に多数の新たな委員を任命した。かかる任命は、2019年7月1日に効力が生じる。

マルク・ブナユン氏は、顧客・サービス・地域業務担当の当グループ上級執行副社長に任命され、ガス・イタリア事業の担当も引き続き担当する。同氏は、取締役としてその他の職務を遂行する予定のアンリ・ラフォンテーヌ氏の後任である。

セドリック・レヴァンドフスキ氏は、原子力発電および火力発電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、退職の権利を行使するフィリップ・サセーニュ氏の後任である。セドリック・レヴァンドフスキ氏は以前、イノベーション・企業の社会的責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長であった。

アレクサンドル・ペラ氏は、イノベーション・企業の社会的責任・戦略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、執行委員会の事務の仕事を行っていたが、役員補佐および政府関係担当の上級執行副社長を務めていた。

EDFグループの執行委員会は、現在以下の委員で構成されている。

- ・顧客・サービス・地域業務担当の当グループ上級執行副社長マルク・ブナユン氏。同氏は、Edisonおよび当グループのガス事業も監督している。
- ・再生可能エネルギー担当の当グループ上級執行副社長ブルーノ・ベンサソン氏。同氏は、EDF Renouvelablesの会長兼最高経営責任者を兼務している。
- ・当グループ人事担当の当グループ上級執行副社長クリストフ・カルヴァル氏。
- ・当グループ財務部門担当の当グループ上級執行副社長グザヴィエ・ジール氏。
- ・変革・経営効率担当の当グループ上級執行副社長ヴェロニック・ラクール氏。
- ・国際部門担当の当グループ上級執行副社長マリアヌス・レノー氏。
- ・原子力発電および火力発電部門担当の当グループ上級執行副社長セドリック・レヴァンドフスキ氏。
- ・イノベーション・企業の社会的責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長アレクサンドル・ペラ氏。
- ・当グループ上級執行副社長兼EDF Energyの最高経営責任者シモーネ・ロッシ氏。
- ・当グループ上級執行副社長兼当グループ書記長ピエール・トドロフ氏。
- ・エンジニアリング部門および新たな原子力プロジェクト担当の当グループ上級執行副社長グザヴィエ・ウルサ氏。

役員補佐および政府関係担当の当グループ上級執行副社長ポール・マリー・デュービー氏は、執行委員会の事務の仕事も遂行している。

(xiii) 2019年5月22日－EDF、MasdarおよびGreen of Africaのコンソーシアムが、世界初の太陽光発電技術および貯蔵技術のハイブリッドであり、800MWの設備容量を有するモロッコの画期的なヌール・ミデルト I 太陽光発電プロジェクトの落札者となった

2019年5月22日、パリーモロッコ太陽エネルギー庁(MASEN)は、(子会社のEDF Renewablesを通じて)EDF、Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company) およびGreen of Africa (モロッコの独立発電事業者) のコンソーシアムが、競争の激しい国際入札プロセスを経て、ヌール・ミデルト I 複合型太陽光発電所の設計、建設、運営および維持管理の落札者となったことを発表した。

800MWの設備容量を有するこの革新的なハイブリッド太陽光発電プロジェクトは、集光型太陽熱発電(CSP)および太陽光発電(PV)の技術を組み合わせたものである。これらの技術のハイブリッド化は世界初である。

太陽光発電およびCSP(集光型太陽熱発電(CSP)とは、モーター式の熱力学サイクルに加えて発電機(例えば、タービンおよび発電機)を利用して太陽光エネルギーを熱に変え、それをさらに電力に変える一連の技術をいう。(ADEMEより))の技術が組み合わさることによって、発電所の発電量が増加し、日没後5時間までモロッコ送電網において柔軟で、送電可能かつ競争力の高い電力を生成することができる。

当該発電所は、モロッコ中部のミデルトから20キロメートル北部に位置し、ムルーヤ川を囲む台地ならびに中アトラス山脈および高アトラス山脈の間に位置する予定である。当該プロジェクトの建設は、2019年度最終四半期に開始する予定であり、送電網には2022年に配電される予定である。

当該プロジェクトは、2030年までに発電量の52%を再生可能資源から生成するというモロッコの目標の達成に向けての重要な節目である。

(xiv) 2019年5月28日－EDFが、Alpiqにおける持分25%の売却完了を発表

2019年4月5日、EDFは、Alpiqにおける持分の売却に関連する入札契約の締結を発表した。EDFは、ドイツの競争当局による承認を受けて、2019年5月28日に、スイスの電力会社であるAlpiqにおける持分25.04%の売却を完了した。

(xv) 2019年6月13日－EDFがe2mを取得し、欧州における分散型エネルギー管理の分野における地位を強化
ドイツにおける地域の融通性およびエネルギー・アグリゲーション市場の主要な事業者を取得

EDFグループは、その関連会社であるEDF Pulse Expansionを通じて、ドイツの会社であるenergy2market (e2m) の資本の100%を取得した。

2009年に設立されたe2mは、地域の融通性および再生可能エネルギーの生産を集約する、この市場におけるドイツの有数の事業者の1つである。85名の従業員を抱えるe2mは、優れた技術上および業務上のノウハウを有し、短期的な融通性管理における幅広いサービスの提供、再生可能エネルギーの生産の商業化ならびに自社のVPP（仮想発電所）プラットフォームのSaaS（サービスとしてのVPPソフトウェア）ベースでの商業化を行っている。e2mは、主にドイツにおいて2,000の顧客を有しており、総設備容量3GWを占める、接続された分散型エネルギーの生産および融通に係る施設4,500か所（風力発電所、太陽光発電所、バイオマス等）の運営および操業を行っている。

かかる取引は、依然として欧州の競争当局の承認を条件としている。e2mの取得は、2019年度第3四半期末までに完了する予定である。

急成長市場における地位の確立を手助けする組織、EDF LEM（Local Energy Management）

EDFグループは、CAP2030の戦略に従って、フランス国内外における再生可能エネルギーおよび貯蔵の発展を加速させている。かかる発展は、いわゆる地域の分散型エネルギーの開発および最適化に特に依拠している。EDFグループの新たな事業ラインであるEDF Local Energy Management（LEM）は、エネルギーおよび地域の融通性の開発分野に取り組む子会社（Agregio、EDF Store & Forecast、Dreev、EDF-Energy PowerShiftおよび取得完了後のe2m）の発展を監督する。

EDFは、かかる取得により、ドイツにおける直接的なマーケティングおよび地域の融通性市場の主要な事業者となる。また当グループは、ドイツの先進市場における主要な事業者としての経験および技術力からの恩恵を受ける。e2mが有するノウハウは、フランスにおいて1.5GWの設備容量を占める分散型資産ポートフォリオの開発を行っている、2017年に設立されたアグリゲーターであるEDFの子会社Agregioのノウハウを補い、またPowerShiftプロジェクトを通じて、英国における融通性のアグリゲーターであるEDF Energyのノウハウを補うこととなる。

またEDF Local Energy Managementは、以下の会社により行われる活動を監督する。

- ・ エネルギーを予測し、貯蔵することによって、地域の電力システムにおけるエネルギー利用の最適化を行うソフトウェアの解決策を提供するEDF Store & Forecast
- ・ 断続的な再生可能エネルギー源の採入れを推奨する重要な貯蔵および融通の要素を確立するために、電気自動車についての自動車から送電網へのソリューション開発を行うDreev

最後に、e2mの取得は、エネルギー移行を推奨する欧州の革新的な分野におけるプレゼンスを強化したいというEDFグループの大望を表したものである。欧州における地域の融通性能力およびエネルギー・アグリゲーション市場の水準は、200GW（うちドイツは75GW）と見積もられており、2030年までに2倍になると見込まれている。エネルギー構成における変化は、とりわけ長期的な収入源を確保するために、地域の融通性および生産のアグリゲーション事業が発展しなければならないことを意味する。とりわけEDFグループは、ドイツにおいて、独仏共同の研究機関であるEIFER（欧州エネルギー研究機関）と協力して、地域の低炭素ソリューション、エネルギー計画および「スマート・シティ」に関する研究活動を進めている。

(xvi) 2019年6月14日－EDF率いるコンソーシアムが、ダンケルクの洋上風力発電プロジェクトに選出される

公的機関により実施された入札募集を経て、フランスの環境連帯移行省は、子会社のEDF Renewablesを通じて、またInnogyおよびEnbridgeと連携して、将来におけるダンケルクの洋上風力発電所の設計、建設、操業および維持管理を行うことに関してEDFグループを選出した。

本プロジェクトは、2012年におけるサンナゼール、フェカンおよびクルル・シュル・メールの3つのプロジェクトの獲得に続き、当グループが公的機関の入札手続を通じて獲得した4つ目の洋上風力発電プロジェクトとなる。

同発電所は、ダンケルク沖10km超に位置し、約600MWの設備容量を有することとなる。同発電所は、ノール県の電力需要の約40%相当を供給する予定である。かかるプロジェクトは、ダンケルクの経済、とりわけ製造、海上および観光の分野における発展の中核を成し、地域の雇用を創出する。

EDFは、入札手続中にそうしたように、地域コミュニティとの協議に専念し続け、協力会社は今後数か月の間にCNDP（フランス公開討議委員会）に対してプロジェクトに関する言及を行う意向である。風力発電所は、2026年に稼働を予定している。

サンナゼール洋上風力発電所の運転許可に関するフランスの国务院による2019年6月7日付決定とともに、2019年6月14日現在の決定によって、EDFはフランスの海上エネルギー分野を主導していくことが可能になる。

EDFグループは、既にフランスおよび国際市場における洋上風力発電所の主要な事業者である。その子会社EDF Renewablesは、英国におけるブリス風力発電所（42MW）を開発、建設および操業し、またスコットランドにおけるNearth na Gaoithe施設（450MW）の開発を継続し、ベルギーのCパワー・プロジェクト（325MW）の操業における株主でもある。ダンケルクの取得に伴い、EDF Renewablesは、フランスにおいて2GW超のプロジェクト・ポートフォリオを有することとなる。最後に、同社は中国における合計500MWの2つのプロジェクトへの参加交渉中であり、また米国ニュージャージー州において2,500MWの潜在力を有する地域を開発している。

(xvii) 2019年6月17日－2018事業年度の配当残高における株式による配当オプションの結果

EDFの株主の間で、配当残高を株式の形式で受領する配当オプションが支持された。2019年5月24日（当日を含む。）から2019年6月10日（当日を含む。）までのオプション行使期間の終わりまでに、配当受領権の93.71%について、この配当オプションが選択された。

フランス商法第L.232-18条および当社の定款第25条に従い、EDFの2019年5月16日付定時株主総会において、2018事業年度に関して普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.31ユーロの配当金を支払うことが決定され、普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.16ユーロの未払いの配当残高を当社株式の形式で受領する配当オプションを付与することとなった。

新株の発行価格は、1株当たり11.10ユーロである。この価格は、ユーロネクスト・パリ市場において、定時株主総会が開催された2019年5月16日より前の20取引日におけるEDFの上場株式の始値の平均株価の90%から、配当金残高を差し引き、ユーロセントの単位に四捨五入した値に相当する。

かかる取り決めにより、40,701,950株（発行後、株式資本の約1.33%を占めた。）の新株の発行が行われ、交付され、2019年6月18日以降ユーロネクスト・パリにおける取引が許可される予定である。新株は、即時行使可能な配当受領権とともに発行され、当社のサイトで入手可能である当社定款および2018年*Document de Référence*に記載されているとおり、発行済普通株式と同様の権利（*jouissance courante*）および条件を付与する。株式による配当オプションを選択した株主に支払われる現金による配当残高は、約0.230百万ユーロとなった。

2018年の配当残高を株式の形式で受領することを選択しなかった株主に対する現金による支払配当金の残高合計は、約30.554百万ユーロとなり、2019年6月18日に支払われた。

(xviii) 2019年6月20日－フラマンビルEPR：EDF、原子力安全当局の決定を検討

EDFは、原子力安全当局（ASN）が2019年6月19日付書簡によって通知した、フラマンビルEPRの破断防止概念の対象である主蒸気配管の溶接部に影響を及ぼす不具合に関する決定を検討している。

EDFは、フラマンビルEPRの日程および費用に対して当該決定が及ぼす影響を現在分析しており、向こう数週間以内にこのプロジェクトにおける次の段階の最新情報の詳細を発表する予定である。

4【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。規制市場において株式を上場している会社は、2019年5月22日付PACTE法第2019-486号を施行する新たなフランス商法第L.225-40-2条に従い、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を、遅くともかかる契約等の締結日までに、自身のインターネット・ウェブサイト上で公表しなければならない。留意点として、インターネット・ウェブサイト上に公表されるべき情報の一覧を示す命令は、本書提出日現在公布されていない。

(i) 本書を通して、または2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約ならびに(ii) 2016事業年度および2017事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2016年12月31日および2017年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2018年*Document de Référence*、2017年*Document de Référence*および2016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) 2018年に締結された重要な契約

2018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。

- ・2018年10月30日付のDunkerque LNGに対する持分に係る委譲契約
- ・2018年6月付の英国における風力発電所24か所（Dalmore Capital LimitedおよびPensions Infrastructure Platformの550MW）に対する49%の少数持分に係る委譲契約
- ・2018年5月付のスコットランドにおける「Neart na Gaoithe」と名付けられた450MWの洋上風力発電プロジェクトに係る売却契約

(2) 2017年に締結された重要な契約

2017年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・2017年5月19日付で、EDFは、EDF Polskaの資産の売却に係る契約をPGEと締結した。
- ・EDFは、2017年3月31日に、RTEの間接的株式持分49.9%のフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesへの譲渡に関する契約を締結した。

- ・2015年7月30日にEDFおよびAREVAの間で締結され、2016年7月28日に改訂された拘束力を持たない覚書に基づき、EDFは2017年12月31日付で、AREVAグループからスピナウトした事業体であり、原子炉および原子炉機器の設計および製造、燃料集合体ならびに設置基盤向けサービスに関連する産業活動を統合するNew NP（現在のFramatome）の資本および議決権の75.5%を取得し、これは2017年12月14日に取締役会によって承認された。

(3) 2016年に締結された重要な契約

2016年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・2016年7月28日のEDFの取締役会において最終投資決定が承認された後、2016年9月29日に英国政府およびCGNとの間で締結された、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する最終契約
- ・2016年11月15日にEDF、AREVAおよびAREVA NP間で締結された、NEW NP（AREVA NPの完全子会社）の株式資本および議決権の51%から75%を占める持分の取得を通じたAREVA NPの事業の取得に関する株式譲渡契約。2016年11月15日の取締役会において承認されたNEW NPのガバナンスに関する株主間契約の草案がかかる株式譲渡契約に添付された。
- ・2016年12月14日にEDF SA、フランス預金供託公庫およびCNP Assurance間で締結された、2016年12月14日の取締役会において承認されたRéseau de Transport d'Électricité (RTE) の持分の間接的な一部売却を規定する投資契約（およびその付属書類）

5【研究開発活動】

EDFグループの研究開発部門（R&D）の主要課題は第一に、その最高水準の専門性および高い実務パフォーマンスを提供することにより当グループの事業部門および子会社を日常ベースで補佐することであり、第二に、直面する進展および大きな課題を予測することにより当グループの将来に貢献することである。

特に、これらの課題には以下を含む。

- ・エネルギーの移行を支援し、二酸化炭素排出量を削減するための、原子力発電および断続的な再生可能エネルギーによる発電の相補性。
- ・水使用および環境管理。
- ・新興国の急速な発展およびその結果として生じる消費圏の移動。
- ・電力事業および顧客の行動変化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。
- ・発電も行い、エネルギーの自立性が高い建物、地域および街に居住することによって、より効率的に消費したいと考えている消費者および地方自治体。

かかる状況において、研究開発部門の役割はこれらの課題すべての解決策を見つけ出す局面においては極めて重要である。

研究開発部門の研究方法は広範な3つの優先事項を基軸に構成されている。

- ・顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検証を行うこと。需要に関する認識の向上、顧客によるエネルギー効率の改善、再生可能エネルギーと併用されることの多い電力の新しい効率的な利用方法（ヒートポンプ、電気モビリティ等）の促進、建物、産業および持続可能な都市の設計に用いる技術的モデルおよび経済的モデルの開発ならびにスマート・グリッドの利用および適正料金を通じて電力システムに利用と消費が統合される進展の結果、柔軟かつ低炭素の需要管理を可能にすること。
- ・電力網の資産管理の改善による電力網インフラの耐用年数の最適化およびそれに伴う電力システムの適応、エネルギー輸送に関する新たなインフラ・プロジェクトのための最適化モデルおよび経済シナリオの導入、断続的なエネルギーの導入ならびにスマート・グリッドの開発を通じて将来の電力システムを備えること。
- ・競争力のある低炭素な発電構成の強化および開発を行うこと。移行における重要課題の1つは、パフォーマンスおよびエネルギー・システムへの統合の改善による新しい再生可能エネルギーの開発とともに、とりわけ既存の原子力発電所の安全性、パフォーマンスおよび耐用年数をさらに改善することで、従来の発電方法との効率的な共存を確保することである。

2018年、研究開発部門は、当グループの将来に備えるため、同部門が先導する破壊的イニシアチブのリストを更新し、5つの新たな破壊的イニシアチブが特定された。

- ・クリーン電力を原動力とする脱炭素経済—気候変動に対処し成長を促すため、世界の主要な都市はその炭素排出量を削減しなくてはならない。電力が低炭素成長の重要な要素の1つとなる。研究開発部門は、この課題に対処するために技術的資源を投資している。
- ・分散型の貯蔵および発電—さらに効率的かつ低コストな貯蔵、太陽光発電および分散型発電ソリューション（独立した太陽光発電システム、マイクロ・コージェネレーション等）が、現在は需要と供給との均衡を常に保つことおよび電力網事故を軽減することに基づいている電力会社のビジネスモデルに重大な改変を迫っている。研究開発部門は、2035年までに全世界

で10GWのエネルギー貯蔵を開発するというEDFの目標達成を支援するために、充電池、独立した発電システム、分散型発電およびカーボンフリー水素の分野に資源を投入している。

- ・スマート・ビルディングおよびスマート・シティ将来の建物は、温室効果ガスの排出量の低減に貢献しなければならず、また将来の街は、きれいな空気、低騒音、安全な住環境および生態系に配慮した環境等、人が窓を開けたまま眠れるようなものでなくてはならない。これらを実現するため、EDFの研究開発部門は、複合電力システムを管理し最適化する手法やツールを設計する。
- ・原子力イノベーションEDFは、将来の原子力発電所の実現のために、デジタル・テクノロジー（デジタル・ツイン等）、製造（3Dプリンター等）、資源（新型燃料等）および最適化（再生可能エネルギーと原子力エネルギーの混合構成等）の最先端イノベーションの分野において18の技術的構成要素を定めた。
- ・柔軟かつ将来を見据えた研究開発部門EDFグループは、グループ内の多様な企業のために価値を生み出すことができるよう研究開発モデルを適合化しており、増大する技術上および競合上の課題に正面から対処することができる。

（１）研究開発部門の組織および主要なデータ

EDFの研究開発部門は、当グループ内の異なる部門間のシナジーおよび伝達を容易にするために、総合的かつ学際的である。

Framatomeを含む一部子会社に対して510百万ユーロのEDFの研究開発予算を増額し、2018年の当グループの研究開発予算総額は711百万ユーロであった。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。

2018年、かかる予算の約20%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、エネルギー貯蔵、カーボンフリー水素とその適用による経済の脱炭素化、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。

2018年末、EDFの研究開発部門は、フランスにおいて29の国籍にわたる計1,900人の従業員を有している。このうち84%はマネージャー職であり、31.6%は女性である。また研究開発部門の117人が博士課程の学生であり、77人が職業体験プログラムの実習生である。約160人の研究者は大学および主要な工業学校で教鞭を取っている。当部門は、世界中に225人の従業員を有し、そのうち27人がフランス人駐在員である。2018年10月下旬、EDFの研究開発部門は45人を採用した。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、2018年10月下旬においては従業員55人の純減となった。

研究開発部門は13の専門分野によって構成される。研究開発部門の専門知識は、当グループの活動分野のすべて（再生可能エネルギーおよび貯蔵、電力網、原子力発電、地熱発電、水力発電、エネルギー管理、商務およびサービス、ITシステム、環境）を網羅している。これらは特定の分野、事業ラインおよびプロジェクトに特有のものであり、主要なシステムにおける業務のために一体となる。

EDFの研究開発部門は、EDFの研究開発部門の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は、研修コースのカタログを作成し、毎年更新している。2018年において提供された114コースのうち、56コースは当グループ外の専門家向けにも開講された。ITechの研修コースは、専門学校においても開講授業の一部となっている。2018年、ITechは、革新的なプロジェクトにおける価値創造に関する新プログラムを追加した。

研究開発部門は、現在複数の施設において構成されている。3か所はフランスのパリ首都圏に位置しており、6か所は国外に位置している（ドイツ、英国、中国、米国、シンガポールおよびイタリア）。シャトゥー・センターおよびレ・ルナルディエール・センター（フォンテーヌブロー近辺）は、それぞれ423人および540人の従業員を有している。

EDFの中心的な研究開発センターは、2016年に開設されたパリ・サクレのキャンパスのパレゾーに所在する。当グループの調査員、博士課程の学生、インターンおよびEDFのパートナー等総勢1,054人が施設にて働いている。

サクレ・センターは、EDFの研究開発に関する新たな目標を定め、また科学的かつ産業的な革新および研究を当グループの優先事項の中心に位置付けている。

2016年9月に開設されたEDFの研究開発部門の実習プログラムおよび実習センターは、当グループをパリ・サクレのキャンパスにおける主要企業として位置付けており、当グループは、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が可能な理想的な環境にある。

さらに、パリ・サクレ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。

- ・高等電気学校（*Supélec engineering school*）と協同してスマート・グリッドのモデル化およびシミュレーションを行うための共有施設であるライズ・グリッド研究所。
- ・EDF、フランス原子力庁、サントラル・スペレック（*CentraleSupélec*）、パリ・サクレーの高等師範学校（*École normale supérieure Paris-Saclay*）、フランス地質調査所（BRGM）およびフランス国立科学研究センター（CNRS）によって設立され、地震活動が断層線から構造に及ぼす影響のモデル化を行うSEISM研究所。
- ・ジャック・アダマル数学財団が主催する、EDFの研究開発部門による資金援助によって設立された最適化・運用研究のガスパール・モンジュ・プログラム（PGMO）。
- ・2015年6月よりEDFとともにENSTA、CNRSおよびCEA Saclayをまとめている機械科学・産業応用研究所（IMSIA）。
- ・ドーフィネ大学、ENSAEおよび国立理工科大学（*École Polytechnique*）と共同のエネルギー財政市場研究所。
- ・太陽光発電分野における画期的な技術の開発を専門とする、エネルギー移行機関（ITE）である、SASであるイル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）は、EDF、Total、Air Liquide、Riber、Jobin Yvon、CNRSおよび国立理工科大学（*École Polytechnique*）によってパートナーシップを編成しており、投資委員会（CGI）によるITE投資の枠組みを通じてフランス政府の支援を受けている。

CEAの研修機関であるINSTNと、中性子輸送に関する3コースが相互利用される。さらに、INSTNとの間で、材料科学に関するコースの相互利用への取組みが進んでいる。

研究開発部門の有する施設には、CNRSとの2つの連結研究ユニット（機械科学・産業応用研究所（旧産業持続可能構造研究所（LaMSID））および国際研究開発センターである材料経年化研究所（MAI））がある。

研究を行うために、EDFは、強力かつ認知されているデジタル・シミュレーションへの投資を継続して行っている。同社は最先端の演算コードと業界内でも最高峰の資源を開発している。現在、その処理能力は4ペタフロップである。

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3分の1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と。

研究開発部門はまた、イノベーションに関して、当グループの「CAP2030」戦略との関連において設定された、当グループのイノベーションの活性化を導き、支援する重要な役割を担っている。

研究開発部門は、かかる目標を達成するために、イノベーション・ハブを通じてイノベーションを支援するサービスを開発し事業開発の新規開拓を模索している。かかるイノベーション・ハブの2つの主要な目的は、以下のとおりである。

- ・当グループ内のイノベーションの価値を支援し、加速させ、また強化すること。「今、革新する」。イノベーションに係るプロセス、成長および起業家精神の実行における各部門および研究開発部門に対する支援を含む。
- ・「未来への起業」脱却モデルを予測し追求すること。将来、これらの新たなモデルが、新規サービスまたは新しい技術的なソリューションとして当グループの新規事業ラインを構成し得る。

これらのイニシアチブは、特にフランス国内および国際的なエコシステムとの連携ならびに外部パートナーとのネットワーク形成を通じた、オープンかつ協同的なイノベーションに大きく依存している。このネットワーク（スタートアップ、インキュベータ、専攻グループ）は、当グループの課題に立ち向かうために利用される。

2018年の活動は、以下の優先順位に沿ったものであった。

- ・評価プロセスおよび内部イノベーションの保護を統合し、産業化の段階を加速／促進させる目的のアクションを通じて「ビジネスまでの時間」を加速させること。EDFは、当グループの事業部門に対して、高価値の社外イノベーションを発見し、評価し、提案する。

・研究開発部門は、本年中には50超ものデモンストレーション・プロジェクトを実証した。特に、当グループの事業部門のための付加価値の高いソリューションを提案するSMEパートナーおよびスタートアップを通じた協同イノベーションの発展。EDFの目標は、当グループの事業部門に高付加価値な外部イノベーションを検知し、算定し、提案することである。研究開発部門は、本年中には50超ものデモンストレーション・プロジェクトを実証した。

より一般的に、イノベーションの原動力はパートナーのネットワークに依存している。Paris&CoやNumaのようなインキュベータ／アクセラレータ企業とのパートナーシップが締結されており、EDFはScientipôleおよびIncuballiance associationの一員である。学生企業家（HEC、ESSEC、ESCP等）との枠組み合意が市場研究のためローンチされた。当グループの技術の算定のために国際的な専門家によるネットワークとの契約が交渉中である。

・国内外におけるイノベーションの最適化および宣伝。研究開発部門は、外面的にVivapolisのようなイベントであるEDF Pulseコンペの枠組みにおける貢献を通じてイノベーションの価値を創造することに直接的に貢献している。

さらに研究開発部門は、「EDF Pulse Expansion」部門と連携し、とりわけ起業家精神を通じて、新規事業の発展に貢献している（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）EDF Pulse Expansion」を参照。）。

EDFはまた、CEA Investissementが管理するAmorçage Technologique Investissement（ATI）ファンドの持分も有している。かかるファンドは、エネルギー、環境、マイクロ技術およびナノ技術における技術革新に従事しているフランスの新興企業を対象としている。

最後に、フランス、北米および中国のベンチャー・キャピタル・ファンドにおいてEDF Pulse Expansionにより保有されている下記6件の持分が、世界のスタートアップおよびイノベーションへのアクセスを提供している。

- ・Robolution Capital：2014年3月に立ち上げられた、ロボット工学に特化した基金。
- ・Chrysalix：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化したカナダの基金。
- ・Tsing capital：2011年12月に立ち上げられたクリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化した中国初の基金。
- ・DBL Investors：2008年に設立された米国の基金。
- ・Mc Rock：2015年に立ち上げられた産業用モノのインターネット（IIoT）に特化したカナダのベンチャー・キャピタル企業。
- ・Partech：2017年に立ち上げられた情報通信技術を専門とする環太平洋ベンチャー・キャピタル企業。

（2）研究開発部門の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業部門について取り組んでいる（最近連結されたFramatome（未だに独自の研究開発部門を有している。）を除く。）をそれぞれに対し、EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策または革新的事業および経済モデルを提供し、中長期的な予測に基づく取組みを通じて当グループの長期的な将来像を計画する。EDFの研究開発部門は、EDFが低炭素電力システムを提供する世界的な産業グループとなるための要素の1つである。

EDFの研究開発部門は、商業的な機密情報の保護および配電事業者の独立経営方針の遵守を保証する義務を規定する業務契約に基づき、Enedisに対して電力網の業務を行っている。

エネルギー分野の大きな変化を経て、EDFの研究開発部門の目標は、顧客のための新たなエネルギー・サービスの開発および検査、将来の電力システムの準備、ならびに競争力のある低炭素発電構成の強化および開発の3つの戦略手段の観点から明確にすることができる。

また、研究開発部門はこの3つの戦略手段を支援するために情報技術の研究を行っている。この研究は、5つの主要なテーマ（複合システム、大容量データの管理および処理、モノのインターネット、サイバー・セキュリティならびに身体的問題のシミュレーション）によって構成される。

この分野での研究は、以下の二重の目的を有している。

- ・進化したシミュレーション技術による事業部門の業績の改善。
- ・新たな情報通信技術の革新的な使用による事業ラインの新たな機会の創出促進。

① 新たな顧客向けエネルギー・サービスの開発およびテスト

エネルギー効率および分散型再生可能エネルギーの開発、法律および技術面（デジタル化）の変化ならびに市場の規制緩和はすべて、エネルギー会社とその顧客との関係に多大な変化をもたらしている。それは、顧客による個人規模および地域全体規模での活発なエネルギー消費およびエネルギー生産を可能にしている。

欧州のクリーン・エネルギー・パッケージ、フランス政府による国家低炭素戦略（SNBC）および複数年にわたるエネルギー計画（PPE）、ならびに化石燃料をクリーンな電力に（燃焼エンジンを電池に、燃料油火力ボイラーをヒートポンプに）置き換えるその他多様な優遇税制等の欧州およびフランスにおける規制の転換は、未来のエネルギー情勢を形作っている。

これに関連して、EDFグループの販売業者および専門子会社が直面している問題は多岐にわたり、エネルギー・サービスに関するEDFのCAP2030目標は高く設定されている。

- ・激化する競争状態に適応するための価格帯の変更。

- ・2012年の熱規制（RT）を引き継ぐ目的で2020年に制定される予定の環境関連規制によって脅かされている自社の市場シェアを維持するために、低炭素発電構成に基づいた建物および輸送における電力使用を展開していく意欲。
- ・需要の管理。英国のグリーン・ディールおよびフランスの省エネ証書等のスキームにより、供給業者が負うべき義務は増加する。
- ・スマート・テクノロジーの開発。スマート・メーターの配置、顧客の消費データへのアクセスしやすさおよび接続されている機器の出現により、一般市民は新しいスマート・テクノロジー（遠隔操作およびよりカスタマイズされたサービス等）が可能にする新たなサービスに対して自由にアクセスすることができる。
- ・行動の変化を伴う顧客の期待の高まりとともに、さらにデジタル化する顧客関係の変化。ただし、この近代化された関係に伴い増加する顧客のエネルギー脆弱性には、当社による適切な対応が必要であり、隠されるべきではない。
- ・エネルギー移行法およびNOTRe法の枠組みの中で行使される地方社会の権限の拡大。都市計画および公共電力供給の分野では既に活発な地方自治体は、自身の将来的なエネルギー戦略に関してより一層の責任を果たせるようになってきている。計画（エコ区域）およびモビリティ（電気自動車）の解釈を組み合わせた持続可能性な地域概念が、地方自治体の政策において重要な構成要素になっている。スマート・テクノロジーの開発および地域社会への権限委譲の共通部分において将来性の高いサービスの新分野が生まれる。
- ・自家発電および自家消費を通じて、自身の発電における利害関係者になることを要求する顧客の台頭。
- ・当グループの専門子会社のそれぞれの活動地域におけるパフォーマンスの展開。

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、EDF LuminusのPACO工業用高温ヒートポンプのプロトタイプとベルギーにおける暖房ネットワークとの統合を援助し、コジェネレーションによる再生可能エネルギーの割合を増加させた。第三次分野、商業分野および住宅分野のヒートポンプの費用を最終的に削減することにつながる設備製造業者との共同開発イニシアチブが立ち上がっている。最後に、暖房に利用される電力のスマート・エネルギー管理（特に住宅用ヒートポンプ）についてのイノベーションおよび革新的な管理モードと互換性を持たせるための貯蔵タンクの近代化（日中および夜間のオフピーク消費の管理等）が行われた。

EDFのスマート・ファクトリー・イニシアチブに基づき、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、企業用顧客に対する「サービスとしてのソフトウェア」が複数開発されている。これらの活動は、政府により開始された「ファクトリー・オブ・ザ・フューチャー」イニシアチブにおいて概説されている目標に基づく、「スマート・ファクトリー」に向けたEDFグループの様々なサービスを生み出す幅広いプロジェクトの一環である。

顧客関係に関連して、EDFは、住宅用顧客が2つの請求書を受領する間に自己の電力消費量およびその予算的影響を認識することができるように、季節別の電力消費量および過去の消費量等の個々の特徴を考慮することによって消費者の請求額を見積もることができるスマートフォンおよびコンピューター向けのアプリケーションを含む、スマート・メーターとの互換性を有する一連のプロトタイプを設計し、開発した。また、EDFの研究開発部門は、エネルギー貧困と立ち向かう手段を研究している。2018年には、アベ・ピエール基金と共同で「エネルギーのプレゼント（「*Don d'energie*」）」イニシアチブを立ち上げた。これは、人々が、自身のスマートフォン経由でエネルギー貧困世帯に寄付することのできる仕組みである。研究開発部門はこの度、電力供給、サーモスタットに接続された電力による加熱の管理および顧客とのデジタル・インターフェースを組み合わせた、EDFの新たな子会社に対する新たなエネルギー・サービスの提供の開発を継続した。

同年中にはさらに、特定のチャット・ボットおよび拡張現実において人工知能に紐づけされた技術を採用した、新たな顧客インターフェイスを開始した。

持続可能な地域において、（例えば、輸送、廃棄物の処理、建物、発電および電力網のための）インフラおよびインフラ管理の最適化を模索し、持続可能な「スマート・シティ」となることを希望している都市の要求に応えるため、研究開発部門は、ニース都心部について実施された研究等、フランスのEDFの販売員のために都市工学資源を開発している。研究開発部門は、ローカル・エネルギー・パイロット理念を中心として構造化された業務を特に支援していた。研究開発部門は、都市計画に関する意思決定支援ツールを開発するためのシンガポールとのパートナーシップを更新した。

これらのツールでもって、シンガポール当局との連携は、建物およびその空調システムのエネルギー効率化に加えて、家庭廃棄物の回収を対象としている。また、これには建物一体型の太陽光発電、屋上緑化および地域での水の再利用等に関連する課題対処の可能性を含む。かかるモデル化は、建物や近隣レベルで革新的な3次元可視化ツールと併用され、例えば計画決定が温室効果ガス排出量等に及ぼす影響について研究することを可能にする。この経験は、モスクワの不動産デベロッパーと共同で検証中のサービスにつながった。

電気モビリティもまた持続可能な都市の重要な側面である。電気輸送は、移動方法の基本的変換の可能性を広げる。蓄電池は電気輸送の主要な技術である。この分野における研究開発部門の活動は、第一に電池の安全性およびパフォーマンスを実験室で明らかにすること、第二に、電池寿命および／またはコストを大幅に改善する可能性のある画期的技術の導入を含む。研究開発部門はまた、もともと電気自動車に使用されていた電池を（再生可能エネルギー、システム・サービス等と組み合わせ）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、技術的障壁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。
- ・特に主要な自動車製造会社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。
- ・バッテリーを車両の種類および用途に合わせて調整可能かつ電気自動車および水素自動車の充電モードに対応可能な、状態の悪い道路や水上運送向けのバッテリーや燃料電池等の代替モビリティ・ソリューションを開発すること。
- ・自動運転車に備え、「サービスとしてのモビリティ」を開発すること。

② 将来的な電力システムの整備

欧州における低炭素経済へのエネルギー移行は、主として電力システムの炭素排出量の削減に関するものである。これは、電力システムの新たな課題に対処することを含む。

- ・再生可能エネルギーを利用する断続的な発電源を管理し、電力システムにおいてかかる発電源の導入に対する制限を緩和すること。
- ・発電構成および送電網の要件の最適化により電力の新しい利用方法を統合すること。
- ・欧州において送電網のインフラを開発し、電力料金を最適化すること。
- ・より大規模なエネルギー管理システムに統合することにより、分散型エネルギー・システム（需要管理、分散型発電および貯蔵等）を最適化すること。
- ・利用パターンおよび新たな発電源を考慮するために、パワーエレクトロニクスの利用増加の状況における慣性の減少に対処することを目的として、電力システムの調整に適応すること。
- ・より全般的には、公益および電力の競争力を考慮し、顧客に対する請求を大幅に増加させることなく、また電力システムの質および信頼性を保ちつつ、発電所および貯蔵施設、電力網インフラならびにエネルギー効率化およびグリーンエネルギーのためのソリューションへの投資を最適化することである。

スマート・グリッドとしても知られるより高度な知的能力を有する電力システムに移行する傾向は、欧州における低炭素エネルギー経済への移行において極めて重要なポイントの1つである。かかる傾向は、技術的、経済的および規制上の課題のみならず、再生可能エネルギーおよび新しい利用方法の統合に加えて、異なる送電網利用者に関する情報の管理および費用抑制の必要性に関連する課題も提起する。

研究開発部門の業務は、3つの主要な分野に分かれている。

1つ目の業務分野は、エネルギー移行および分散型エネルギー・システムの出現が電力システムの開発および管理に及ぼす影響を予測することを目的とする。

- ・エネルギー移行の業務は、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することを目的として、電力および新たな電力用途に対する基礎需要の変化、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。2018年、研究開発部門は、フランスのプロヴァンス=アルプ=コートダジュール地域と、競争力のある電力価格を享受しながら、低炭素かつ強靱で繁栄する地域経済を実現する方法を特定する市場調査を行った。
- ・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、風力、太陽光、電気モビリティおよび分散型エネルギー・システム等の断続的なエネルギー源に関連する、電力およびガス市場に対する将来の基本原則の規定に貢献する。

2つ目の業務分野は、電力網のパフォーマンスを改善することを目的とする。

- ・研究開発部門は、配電網資産の管理の改善に取り組んでいる。部品の耐用年数に関する研究が行われている。予測管理手法もテストされている。これらは、維持管理周期および機器故障の早期検知を目的として、部品の性質ならびにデータおよび画像処理手法の詳細な知識を組み合わせで行われている。
- ・2018年に研究開発部門は、計装制御システム、ネットワーク管理システムおよび分散型エネルギー資源を接続、管理および運営する新世代のソフトウェアの検証を継続した。これらのツールは、機械と部品間の高い相互運用性のための国際電気標準会議（IEC）により開発された最新の規格に基づくものである。分散型エネルギー資源および変電所の管理に使用される組

込ソフトウェアの初版は、2019年初めに導入され、当グループの企業および子会社の産業システムに統合される予定である。端末装置および中央運営管理システムのための高度なサイバー・セキュリティ・ツールも開発中である。

- ・研究開発部門の業務の別の焦点は、大型の代替共時的電力システムのハイブリッド化に関して再生可能エネルギーを組み込む直接的な電流の開発による影響に当てられており、断続的な再生可能エネルギーの採用の増加により、この開発が電力システムの基礎的な技術の力学および経済の力学を大いに覆す可能性について認識されている。

3つ目の業務分野は、断続的な再生可能エネルギーおよびエネルギー貯蔵や電気自動車の充電インフラなどの新たな供給資源の統合を通じた電力システムのスマート・グリッドへの移行の管理を目的とする。

- ・研究開発部門の業務は、欧州の相互接続システムにおける断続的な再生可能エネルギーの高い割合を統合するソリューションを開発する欧州H2020共同開発プログラムの一部である。EDFの研究開発部門は、Eirgridなどその他32の欧州パートナーとともに、欧州の柔軟性ロードマップの構築を目標とするEU-SysFlexプロジェクト、エンド・ツー・エンドの計画・運営ツールを作成するため、欧州のエネルギー・システムの統合モデリング開発を目標とするPlan4Resプロジェクト、また、欧州電力市場における送配電システム事業者間のデータ取引を円滑にすることを目標とするTDX-ASSISTプロジェクト等に関与している。研究開発部門は、分散型発電モデルにおける新たな配電網管理機能のデモンストレーションに取り組み、関与している。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、様々な地域規模での断続的な再生可能エネルギーの消費および生産を予測するための先進的ツールを開発している。同部門はまた、電力システム管理の気象上のベンチマークを開発するために、気象予報機関と協力して取り組んでいる。
- ・研究開発部門では、断続的な再生可能エネルギー発電の下でのネットワーク予測管理ツール開発の業務も続けている。予測管理は、電力フロー調整、再生可能エネルギー導入により増加した発電量、ならびに送電網上の施設の不便さなどの予測を可能にしている。HVA送電網のために発達した機能は、現在低圧送電網においても活用されている。
- ・研究開発部門は、電気モビリティの送電網への統合をより容易にするような幅広いソリューションに向けて開発を加速させている。これには、電気自動車の配電網との接続地点の影響、すなわち引き出した電力の負荷特性ならびに電流の安定性および安全性への影響を分析することが含まれている。研究の他分野には、送電網への影響を予測するために、モビリティのあらゆる時間と場所にわたるモデル化を行うことも含まれる。研究開発部門では、送電網への充電ステーションのシームレスな統合を円滑にする、新しい技術、資材、ソフトウェアおよびコミュニケーション手段を開発している。
- ・研究開発部門は、計測機器（Linkyメーターを含む。）において実行される一部の認証テストの技術的な支援を提供し、送電網機器の発展に貢献している。
- ・研究開発部門はまた、Linkyのインフラを基に、電力使用の調整システムの試験を行っている。特にこれらの実験は、負荷管理ならびに、電気自動車、分散型貯蔵施設および自家消費ソリューションなどの新たなタイプの柔軟性の実現可能性を表すことを可能にする。
- ・研究開発部門は、小規模送電網における分散化された再生可能資源の最適統合に向けて作業しており、その目的は地域の低炭素電力構成への移行を推進することにある。マイクロ送電網のプロトタイプが、様々なアプリケーションで成功を収めている。例えば、EDF SEIによるセーヌ島およびレユニオン島のマファットにおける島部マイクロ送電網への再生可能エネルギー発電および貯蔵の統合、送電網の強靱性およびサポートの向上につながった相互接続のNice Gridへのマイクロ送電網の機能的な貢献等である。2018年10月、EDFの研究開発部門は、シンガポールにおいて、マイクロ送電網のプロトタイプの利用開始に成功した。これにより、低炭素かつ信頼性のある再製可能なシステムを通じて、競争力ある価格の電力を東南アジアの一部地域に提供することが可能であることを証明した。
- ・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・システムの地域的な柔軟性を集約するツールを開発することである。

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。

電力システムにおける研究は、広範囲に及ぶ研究施設を利用する。

- ・実施が予定されているあらゆる電力機器に対する非常に幅広い認定テストや調査テスト（高圧、機器および気候への耐久性、誘電体、高圧長期経年化）を可能にする、高圧電力の試験用の研究所。高圧電力試験用の研究所は、2017年および2018年における主要な修復プログラムの恩恵を受けた。
- ・システム管理試験施設、通信機器および通信システム、メーター設備、電線通信、ならびに電気自動車のスマート充電。

- ・コンセプト・グリッドの試験施設。コンセプト・グリッドは、スケールを縮小した電力網であり、ともにスマート・グリッドを構成する革新的なハードウェアおよび「インテリジェント」システムの設置の試験および検査を実際の電力網で使用される前に行うことをその目的とする。

③ 競争力のある低炭素発電構成の強化および開発

原子力発電、水力発電および化石燃料火力発電において、EDFの研究開発部門は、発電資源の安全性を向上させる手段や方法、その耐用年数を最適化させる手段や方法ならびに発電実績および環境への影響を改善する手段や方法の開発を行っている。3つの優先目標がある（当グループの原子力発電の優位性を長期的に持続させること、コストを削減しながら再生可能エネルギーを開発することならびに当社の発電所の環境適合性を改善しつつ、電力システムに使用される再生可能エネルギーを増加させること。）。

当グループの原子力発電の優位性を長期的に確保するために、研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取り組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取り組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。例えば、2018年に研究開発部門は、ルナルディエール研究開発センターに位置するVeRcorsコンクリート製原子炉格納モデルにおいてさらなる実験を行った。かかるVeRcorsモデルは、1,300MW原子炉建屋を模した3分の1スケールの二重コンクリート構造原子炉格納建造物である。2018年3月に行われた格納実験の結果は、この原子炉格納建造物のデジタル・ツインの強化に使用されており、コンクリートの経年劣化、ひいては建造物の運用年数の予測の手助けとなっている。格納実験は毎年予定されており、5回（VeRcorsの壁の厚みが実際の格納施設よりも3分の1の強度であることを考慮している。）の実験を経ることにより、デジタル・ツインは、合理的な裏付けをもって40年の耐用年数を超える建造物の経年劣化に関する予測が可能になる。

より広範には、EDFグループ（EDFおよびFramatome）は、三者協議組織（AREVAも含む。）の一環として、CEAと共同で研究開発に取り組んでいる。2017年、かかる3社のパートナーは、既存の原子力発電所および新規の原子力発電所建設のための技術的構成要素で構成される「将来の原子力計画」イニシアチブを立ち上げた。これらいくつかの技術的構成要素の目標は、EDFグループの原子力ユニットの耐用年数に影響する部品の劣化メカニズムに関する実用的な知識を得ることである。これらの知識は、安全性および利用可能性の保証を目的とした、頻発する中断の低減ならびに機器および建造物の維持管理、更新または交換の最適化の支援に利用される。より短期的には、ユニットの効率性向上に貢献する。

さらに、原子力分野における活動は、燃料サイクルに関連した事柄にも関係している。これは、新規の発電所（とりわけ第4世代の発電所および小型モジュラー炉（SMR））の設計を含む。

また、研究開発部門の活動は、設備の環境に及ぼす影響についての認識の向上および管理の改善に寄与すると同時に、産業用設備における環境リスクに対してより注意が払われることの確保に寄与する。例えば、研究開発部門は、気候変動および自然物理学的な変化による将来の水資源の利用可能性の変化について研究を行っている。研究開発部門の研究はまた、発電所において（放熱板の利用可能性、電力調整範囲および配置の最適化等に関して）生じ得るリスクおよび生じ得る結果に関する理解に貢献している。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・シミュレーション・ツールおよび実験用のテスト・ツールならびに著しく増大するデジタル・データ、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術により生じる新たな課題に対処する能力を備えた手段を開発している。2017年にEDFは、サクレーにおいて、維持管理における新しい構想を実験するConnexLabを創設した。ConnexLabは原子力事業のデジタル移行イニシアチブの一環であり、EDFとその子会社であるFramatome、CEA、設備製造業者、維持管理会社およびデジタル・モデル供給業者とを統括する。

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年に、欧州の持続可能な原子力技術プラットフォーム（SNETP）の一部となる、欧州における第2世代および第3世代原子力システムに関する研究開発の唯一の協力的な枠組みを構築することを目的とする国際的な非営利協会であるNUGENIAを設立した。かかる組織は、とりわけ製造部門、研究部門および安全規制部門を代表する25か国101人のメンバーを有している。EDFが会長を務めるこの組織は、安全性およびリスク分析、過酷事故、炉心の稼働、機器の整合性および老朽化、燃料、廃棄物および廃炉、「革新的な第3世代の設計」、ならびに非破壊的な管理および実験に加えて実務（主に安全性において）の調和等に関する組織の枠組みを超えた課題に関して、メンバー間または国家の研究開発プログラムとの間のシナジーの発生および共同プロジェクトを促進している。

2番目の優先事項は、再生可能エネルギーの開発を支援することである。再生可能エネルギーは欧州および世界中のエネルギーの展望においてともにますます重要な役割を果たしており、EDFは既にこの分野における重要な参加者であり、この分野における立場をさらに強化したいと考えている。当グループは、そのCAP2030計画に基づく積極的な目標を設定しており、2017年後半および2018年において太陽光発電計画および貯蔵計画を立ち上げた。

再生可能エネルギー、貯蔵および水素に関する研究開発部門の目標は、産学および新興企業と連携して、有意な競争優位性を提供する技術的な進歩を確認し、最も有望な技術の産業的な生成を促進することである。EDFは、水力発電、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、熱力学的太陽光発電、バイオマス、海洋エネルギーおよび地熱発電、電気化学バッテリー、フライホイー

ル、フローセル、電解槽、燃料電池（水素）、熱エネルギー貯蔵（熱および氷）など、幅広く再生可能エネルギーおよび貯蔵ソリューションに関する研究を行っている。

研究開発部門は、パフォーマンスを向上させる方法および手段の開発およびEDFグループの再生可能エネルギーおよび貯蔵を基礎にした発電システムのプロジェクト費用の最適化についても取り組んでおり、複数の目標を掲げている。

- ・投資リスクを軽減することで、フランス国内および英国におけるEDF Renewablesによる着床式風力発電プロジェクトおよび浮体式洋上風力発電プロジェクトの成功に貢献すること。例えば、EDFの研究開発部門は、当グループの洋上風力発電プロジェクトに対して（とりわけ、タービン・システムおよび基礎の設計、タービンの認定、発電審査方法に関する専門知識について）、不確実性を特定することによりその専門性を提供している。EDFの研究開発部門は、洋上風力発電開発の支援方法の一例として、英国のブリス風力発電所からのフィードバックを分析し、英国パートナー企業と共同で、ハリアードのタービンの主要回転を検査する、専用の診断ベンチを構築した。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。このため、研究開発部門は、屋内モデリング・ツールを使用して、EDFのプロヴァンス・グラン・ド・ラージ浮体式洋上風力発電所の浮体構造を審査した。
- ・EDFグループのPVおよび風力発電所プロジェクトの競争力を高めること。それは、業績の改善（予測管理）を通じて、またPVおよび風力発電所の耐用年数が延長されたこと、特に大規模風力タービンを伴ったデモ・プロジェクトを通じたイノベーションによりもたらされるパフォーマンス認定を通じて達成され、潮汐発電による電力削減の可能性を提示する目的もある。EDFの研究開発部門は、太陽光モジュールの長期的な経年劣化の予測を目的とした、両面太陽光パネルおよびハイブリッド・モデル（現物モデルおよびビッグデータからなる。）を取り付けた太陽光発電所の予測発電量を計測するツールの設計および組立てを行った。
- ・EDFグループが新規市場にアクセスしやすくすること。特に熱力学的太陽光発電におけるベンチマークとなり、送電網からの供給なしに自家消費を可能にする「*Mon soleil et moi*」の展開を成功させること。EDFの研究開発部門は、技術的リスクを制限し、CSPと火力発電貯蔵とを一体化する革新的なハイブリッド・ソリューションを促進し、また太陽光強度の減衰量をより正確に見積もるために、モロッコにおけるEDF Renewablesの経験を活用した。また、研究開発部門は、EDF ENRS向けに、太陽光発電の自家消費を最大化するための新たなアルゴリズムを開発した。
- ・パフォーマンスの向上。例えば、研究開発部門は、陸上発電所のパフォーマンス分析ツールの開発に携わっており、EDF Renewablesのパフォーマンスを向上させるために複数の側面（発電の効率化、維持、耐用、システム・サービス）を協同で統合する、効率的な管理システムを通じて電力市場における風力発電の発電量を増加させるソリューションを検証している。さらにEDFの研究開発部門は、事業の業績を改善するために新たな事業分野（仮想・拡張現実、3Dプリンター、電波障害等）の貢献度を分析し、検証する。2018年、研究開発部門は、EDF Renewablesのデータレイクの構築時に、データ・インフラの定義を支援し、同社を援助した。
- ・電力システムに対する技術的影響および経済的影響の管理ならびに再生可能エネルギーの取込みにおける電力システムのバランスの確保。この活動は電力網に再生可能エネルギーを組み入れる方法の明確化に関するものである。これには変動する断続的な再生可能エネルギーを統合するための異なるソリューションの分析ならびに貯蔵、スーパー・グリッド、スマート・グリッドおよび需要管理等の大規模なシステムへ統合するための制限および費用の評価を含む。
- ・電力貯蔵体の分野においてEDFが顧客に提供する可能性のあるサービスを考案し、投資および維持費を最適化するための計画的利用に基づき、より良い貯蔵／再生可能エネルギー／コンバータ商品を設計すること。
- ・再生可能エネルギーおよび貯蔵の分野において、今後主要な躍進（技術またはビジネスモデル）が生じることを予想し、それに貢献し、その評価を行うこと。
- ・部門間の内部および外部イノベーションの展開を促進すること。

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。

- ・科学的小および技術的な専門知識を通じて、環境に関する規制が重要な課題に対応できるよう実施され、変化していく方法に貢献すること。
- ・当社の発電所が経済的に許容できる費用で、利用可能な最良の技術に比肩することを正当化することおよび新たなプロジェクトにおいてこれらの利用可能な最良の技術を活用すること。
- ・当社の地上および水域の環境に及ぼす影響を認識し、管理すること、当社の改善計画を活用することならびに当社の副産物を制限し、強化すること。
- ・例えば、将来の気候変動を踏まえて発電所の放熱板の頑健性についてより理解することにより、気候変動の新たな進行の予測および対処法を知ること。
- ・地域の利害関係者に関して当社の積極的な行動によるてこ入れに貢献すること。

(3) 国際的な事業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を中心に扱う共同チームを結成する機会であり、これによって共同プロジェクトへの参加に関し大変有利となる。研究開発部門はまた、いくつかの特別目標を定めた教授職および研究職を支援している。

原子力研究開発の分野については、CEA、EDFおよびArevaとの間の三者間契約が2014年初めに締結され、2017年に更新された（AREVAがFramatomeに替わった。）。この新しい「機関」契約は、パートナー間の研究開発プログラムの協調性を高めることおよび詳細な目標（特に産業的な目標）を基準にしたプログラムを確立することを目的としており、実際には以下を伴うものである。

- ・プログラムの監視および協調を担当する三者間プログラム・チーム（*équipe programme tripartite*、EPT）を設置すること。かかるチームは各パートナーにつき4人のメンバーを有し、合計12人のメンバーで構成される。
- ・プログラムを、EPTにより監視されるプロジェクト単位にまとめること。
- ・これらのプログラムを既存の共同研究所へ導入すること。

同時に、CEA、IRSNおよびEDFとの間の研究開発に関する三者間契約について2014年に検討が行われ、これによりAreva NP（現Framatome）を含む四者間契約が締結され、「機関」政策による協調拡大が推進された。

研究開発部門はまた、フランスの「将来への投資」イニシアチブの一環として導入された、エネルギー移行機関（*Instituts de la transition énergétique*、ITE）に関与している。

- ・イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）：EDFはかかる機関を設立した企業の1つであり、かかる機関は、市場において競争力のある太陽光エネルギーの画期的な技術の開発を目的としている。最終的にかかる機関は、サクレーにおける最先端の機器を扱うために様々なパートナーから出向する約150人の研究者を統括する予定である。IPVFを収容する新しい建物は2017年秋に完成し、EDFおよびIPVFの従業員は、シャトゥーのEDF研究開発施設から、同建物へ移転した。床面積約8,000平方メートルを有し、第三の空間および研究所を組み合わせた当該建物は、パリのサクレー・キャンパスにあるEDFの研究開発センターのほど近くに位置している。
- ・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非営利組織である。
- ・スーパー・グリッド：遠隔地における再生可能エネルギー発電所を連結する大規模な送電網の取扱いを中心とする機関である。
- ・ヴェデコム：電気モビリティを扱う機関である。
- ・エフィカシティー：エネルギー効率化および持続可能な都市を扱う機関である。
- ・INEF4：建築物修復および持続可能な建設を扱う機関である。

EDFはまた、発電所の運用、敷地造成および設計を簡素化するために、原子力部門の当事者同士を、デジタル技術を通じて繋げることを目的とした研究開発部門のプロジェクトであるConnexITyの立役者となった。それに対応するために、新しい研究所ConnexLabが2017年11月パリ・サクレーのEDFの研究開発センターに開設した。

EDFはまた原子力のNugeniaおよび貯蔵のEASE等、欧州連合の水準で認識されている複数の欧州の団体の創立メンバーである。

2000年代初頭から、EDFはカールスルーエ工科大学（KIT）と協力して、ドイツに研究センター（EIFER）を所有している。かかるセンターは主に分散型発電（燃料電池や水素）、持続可能な都市および地域、地熱エネルギーならびにバイオ燃料に専念している。かかるセンターは、水素関連の課題およびEnergieWendeの枠組みの中でドイツにおいて発達している技術およびビジネスモデルのイノベーションへの重視を強化するために近年再編された。2018年、EIFERは、当グループの貯蔵計画に基づき実施された研究イニシアチブに対する主要な貢献者の一員として、水素に関する専門技術を高めた。同年、日本の研究所であるCRIEPIとEIFERおよびEdisonの研究開発センターは、2017年に開始された連携を強化し、日本および欧州において共通ワーキング・グループ会議を開催した。EIFERセンターはさらに、その多種多様なサービスから革新的なソリューションを提示することを通じて、商業子会社であるEDF Deutschlandのドイツ市場における販売およびマーケティング開発プロジェクトを支援している。EIFERは、シンガポールで締結された契約に続いて、ロシアにおいて、モスクワ近郊の新興計画開発地域においてEDFの都市プラットフォームを導入する業務契約に調印した。

2010年以降、英国、中国、シンガポール、米国およびイタリアにおける複数のセンターに関連して、研究活動は国際的に拡大された。

英国のセンターは、英国の生態系研究における当グループの立場を強固なものにしており、特に再生可能分野においてはストラスクライド大学、マンチェスター大学、インペリアル大学、国立原子力研究所（NNL）、および原子力エネルギー分野においてはブリストル大学を通じて関与している。2012年に、かかる研究センターは、独立法人であるEDF Energy R&D UK Centre Ltd.となり、EDF Energyの子会社である。かかる法人の新たな地位は、当グループの開発戦略に沿っており、英国におけるEDFの存在感および研究能力を拡大した。したがって、かかるセンターは、既存の原子力分野（AGR原子炉の耐用年数の延長、廃炉）においてか、HPCプロジェクトの支援および環境問題の解決のためにブリストルに設置するアンテナに関する新しいプロジェクトにおいてであるかにかかわらず、EDF Energyの事業ユニットの活動に対して直接的な支援を提供している。かかるセンターは常時総動員されており、フランス内外にける当グループ全体のプロジェクトのレファレンス・センターであり、顧客のデジタル・ソリューションおよび洋上風力発電所プロジェクトの対応に当たっている。

北京センターは、スマート・グリッドまたは原子力施設の中国国内の大規模なデモ用プロジェクトに参画する際には資産となる（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国」を参照。）。かかるセンターは2017年に、EDF Chinaの「Go 2020」戦略計画に則ってEDF Chinaの事業ユニットを直接的に支援するために再編された。したがって、持続可能な都市、ならびに広く電力、暖房および冷房ネットワークを組み合わせる地域の複数のエネルギー・プロジェクトを支えている。かかるセンターはさらに、中国において創設された新規の再生可能エネルギー開発事業を支援しており、いくつかの中国の官民のパートナーと、CSPに関する連携を強化した。中国の電気自動車に対する多額の投資により、かかるセンターは、同国で生み出される技術およびビジネスモデルの重要なモニタリング地点となっている。

最後に、かかるセンターは、電力網および特に電力網における再生可能エネルギーの統合に関する課題の分野において、電力配電網事業者であるState Gridの中国電力研究所（CEPRI）との広範なパートナーシップを構築した。

研究開発センターは、Edisonの事業展開の目標を支援するために、競争重視の市場において新規顧客サービスを開発する観点で同じ課題に直面している事業ユニットを抱えるフランス国内および英国の研究開発チームと協同で、デジタル顧客ソリューションおよび「コネクテッド・ホーム」の分野におけるプログラムを開発した。この事業は、2015年にこれらの課題に対処するために設立されたEdisonおよびトリノ大学の共同研究所に頼っている。上述のようにEdisonの研究開発センターは水素部分野における研究事業に積極的に関与している。また、かかるセンターは、そのデータ分析能力にも重点的な投資を行っている。

米国の研究開発部門およびイノベーション分野は、世界的に最大規模かつ最も好調な分野の1つである。EDFはこの数年間に米国内におけるEDFの開発を支援し、当グループ内での革新に貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門およびイノベーションチームを立ち上げた。EDFのイノベーション研究所の事業分野には、とりわけ技術的、デジタル的および規制上の傾向の分析ならびに分散型エネルギー資源およびマイクロ送電網に関連した米国内における当グループの新しい事業モデルの評価を含む。EDFのイノベーション研究所は、カリフォルニア州の企業の0GEとともに、特定のアフリカの国々に対する「送電網非接続型」電力へのアクセスの販売を行う、EDFの国際管理部門を支援してきた。2017年以降、EDFのイノベーション研究所は、スタンフォード大学等の一流のパートナーとともに、電気モビリティおよびマイクロ送電網の革新的なデモ・プロジェクトに参加している。EDFのイノベーション研究所はまた、優秀な機関であるEPRI、MITおよびカリフォルニア大学バークレー校等とEDFが展開した長期にわたるパートナーシップにも貢献した。

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年初めに設立された。EDFが都市住宅の大手不動産デベロッパーであるシンガポール住宅開発庁との間で2017年11月に締結した「シティ・オブ・ザ・フューチャー」契約の枠組みの中で、EDFは革新的な3次元都市モデリング・ツールの、生活の質（騒音、ヒートアイランド現象および交通の便等）を向上させる新しいモジュールの強化に尽力した。2018年には、シンガポール南部のセマカウ島において、競争力ある価格で再生可能エネルギー源により運用される最初のマイクロ送電網のプロトタイプが、1年限りで利用開始された。かかるプロトタイプにより、現在ディーゼル発電機を電源とする東南アジア地域の島部または接続されていない地域向けに、低価格で信頼性がありかつ環境に配慮したソリューションの量産が可能になる。これは、2017年10月半ばに南洋理工大学との間で締結された契約を強化するものである。

（4） 知的財産

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

2018年末現在において、EDFのポートフォリオには、615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、1,906件の所有権によって保護されている。

特許ポートフォリオの強化は、優先事項である。それにより、研究開発部門の協力を促進すること、EDFの事業の展開を保護すること、当グループの外部イメージに貢献すること、研究者の動機付けを強化することおよび発明の価値をさらに向上させることを目的としている。

EDFは、2018年に59件の特許申請を行った（2017年は64件）（*Enedis*は4件の特許申請を行った。）。

商標

「EDF」は、90か国超で登録されている商標である。当グループの名称はそのイメージおよび地位を表す必要不可欠な部分であり、したがって、EDFのブランド、インターネット・ドメイン名およびロゴは、当グループのイメージを脅かすあらゆる不正使用から保護するために常時監視されている。さらに、「EDF」ブランドの強化に続いて、当社は「EDF」ブランドを使用する子会社との間で締結するブランドライセンス契約を締結した。

また、当グループは、とりわけその多様な子会社の事業に関連する、その他の多数の商標を登録している。

2018年末現在、EDFグループのブランドポートフォリオには、約497の名称が存在し、1,325超の知的財産権によって保護されている。

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49%を当グループが直接所有し、約51%を第三者からリースしている（リースおよび借地）約4.9百万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。2018年、これらの資産の約247個が売却され、これは使用可能な床面積の約0.5百万平方メートルに相当する。かかる247個の不動産資産のうち、199個の資産ポートフォリオはSofiloによって売却された。所有する不動産資産を最大限に活用するため、当グループは、特に大パリ圏において土地および床面積の合理化を目指した。その結果として、2019年にパリのラ・デファンスやルヴァロワ・ペレにおけるいくつかのリース契約は解除され、その影響を受ける従業員はサン・トゥーアンのスマートサイド・キャンパスに異動となる。

不動産部門は、サブリース制度を通して当グループの事業体および部署のために場所を提供することにより、不動産資産管理、リース管理、建物の技術的運営ならびに施設の維持管理および賃借人に提供されるサービスを担当している。不動産部門の経営幹部は第三者からリースを受けることにより、2019年から2033年までの期間において、EDFのために総額862百万ユーロのリース・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】

2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」、注記21「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」および注記22「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」を参照。

3【設備の新設、除却等の計画】

本書「第2 3 事業の内容」を参照。

第5【提出会社の状況】

1【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

(2018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)*
—	3,010,267,676株	—

* フランス法の下では、授權株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

②【発行済株式】

(2018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	3,010,267,676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】

(2018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

2017年 3月30日	632,741,004株 (増加)	2,741,877,687株	(増加)	1,370,938,843.50	優先引受権による 増資
2017年 7月12日	145,476,587株 (増加)	2,887,354,274株	(増加)	1,443,677,137	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
2017年 12月14日	40,084,530株 (増加)	2,927,438,804株	(増加)	1,463,719,402	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
2018年 6月19日	82,828,872株 (増加)	3,010,267,676株	(増加)	1,505,133,838	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】

① 当社の資本および議決権の保有者

過去3事業年度の毎年12月31日現在におけるEDF株式資本の保有内訳は、以下のとおりである。

	2018年12月31日			2017年12月31日			2016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 ^(*)	2,518,498,450	83.67	83.77	2,444,361,086	83.50	83.60	1,805,952,345	85.62	85.73
機関および 一般投資家	453,361,661	15.06	15.08	444,381,189	15.18	15.20	267,417,384	12.68	12.70
従業員	34,679,546 ⁽²⁾	1.15	1.15	35,266,513 ⁽³⁾	1.20	1.20	33,097,739 ⁽⁴⁾	1.57	1.57
自己株式	3,728,019	0.12	-	3,430,016	0.12	-	2,669,215	0.13	-
合計	3,010,267,676	100.00	100.00	2,927,438,804	100.00	100.00	2,109,136,683	100.00	100.00

(*) フランス政府が保有するEDF株式資本の持分には、2018年1月から保有していたEPIC（商工業公益企業体）であるBpiFranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てが含まれる。

(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1.01%に相当する30,453,101株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またかかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.14%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1.05%に相当する30,856,184株（EDFグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.15%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1.36%に相当する28,771,251株（EDFグループ貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またこの数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.21%の株式に相当する約4.3百万株が含まれている。

2018年1月29日付のフランス政府によるEPIC（商工業公益企業体）であるBpiFranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てにより、BPI Franceおよびフランス政府は、2社合計で当社の株式資本および議決権の5%、10%、15%、20%、30%、3分の1、50%および3分の2の法定基準を超えた。フランス政府およびBpiFranceは協働し、EDFの各株主総会前にお互いの話し合いの場を設けるものとする。BpiFranceは、EDF株式の譲渡、担保としての差出しまたは処分を行わないことを約束した。

当社の認識している限り、フランス政府およびBPI France以外の株主は、直接・間接的を問わず株式資本および議決権の5%を超えて有していない。

当社は、2018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、2018年12月31日現在および2017年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

	2018年12月31日		2017年12月31日	
	保有株式数	資本金(%)	保有株式数	資本金(%)
フランス政府 ^(*)	2,518,498,450	83.67	2,444,361,086	83.50

欧州の機関投資家(フランスを除く。)	124,602,395	4.14	111,751,510	3.81
その他地域の機関投資家	201,203,349	6.68	174,348,008	5.96
フランスの機関投資家	68,798,317	2.29	83,945,491	2.87
民間による株式保有	58,752,599	1.95	74,336,180	2.54
従業員による株式保有	34,679,546	1.15	35,266,513	1.20
自己株式	3,728,019	0.12	3,430,016	0.12
合計	3,010,267,676	100.00	2,927,438,804	100.00

(*) フランス政府が保有するEDF株式資本の持分には、2018年1月から保有していたEPIC（商工業公益企業体）であるBpiFranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てが含まれる。

2年以上にわたり政府が保有していた記名式株式1,805,952,345株に付された二重議決権の割当てにより、2019年2月18日に政府は、EDFにおいて2,129,149,089株および3,935,101,434個の議決権を保有していることを表明した（すなわち、資本金の70.73%およびEDFの議決権の80.84%）（かかる割合は、議決権が喪失した株式を含むすべての議決権付株式に係る理論上の議決権数に基づき算出された。）。

政府は、2018年だけでなく2019年および2020年においても、配当金の残額を株式として受領することを誓約している。

② 経営陣の交代に至る可能性がある契約

EDFの認識している限り、当社の経営陣の交代に至る可能性のある契約は締結されていない。

また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府によるEDFの資本保有割合は70%未満となることはない。

（５）【大株主の状況】

2018年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の83.67%および議決権の83.77%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、2018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
2015年	1,920,139,027	1.10 ⁽²⁾	2,079,072,045.71 ⁽³⁾	2016年6月30日
2016年	2,741,877,687 ⁽⁶⁾	0.90 ⁽⁴⁾	2,105,349,378.42 ⁽⁵⁾	2017年6月30日
2017年	2,927,438,804	0.46 ⁽⁷⁾	1,341,187,189.41 ⁽⁸⁾	2018年6月19日

(1) 自己株式控除後。

(2) 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。

(3) このうち、1,058,682,286.08ユーロは、当該年度の中間配当として2015年12月18日に支払われた。

(4) 0.99ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。

(5) このうち、1,005,552,797.00ユーロは、当該年度の中間配当として2016年10月31日に支払われ、922,416,509.04ユーロの新株、82,548,293.00ユーロの現金および587,994.96ユーロの差額の支払いから構成される。2016年の配当の残額である

1,099,796,581.42ユーロは2017年6月30日に支払われ、うち1,024,155,172.48ユーロの新株、74,454,959.22ユーロの現金および1,186,449.72ユーロの差額の支払いから構成される。

- (6) 残余配当の支払い後、すなわち632,741,004株の株式が新規に発行された2017年3月30日の増資後。
- (7) 0.506ユーロは、特別配当から利益を得る株式に対するものである。
- (8) このうち、432,632,648.85ユーロは、当該年度の間配当として2017年12月11日に支払われ、398,440,228.20ユーロの新株、33,746,467.50ユーロの現金および445,953.15ユーロの差額の支払いから構成される。2017年の配当の残額である908,554,540.56ユーロは2018年6月19日に支払われ、うち847,339,360.56ユーロの新株、60,331,512.63ユーロの現金および883,667.37ユーロの差額の支払いから構成される。

2018年11月6日、EDFの取締役会は、2018事業年度に関する1株当たり0.15ユーロの中間配当を現金で支払う決定を行った。2018事業年度の中間配当は、451,000,397.55ユーロであり、2018年12月10日に支払われた。

2019年2月14日の取締役会で、取締役会は、2018事業年度は1株当たり0.31ユーロの配当金（特別配当を除く。）を分配することを、2018年12月31日に終了する年度の財務書類を承認するために召集される2019年5月16日開催の株主総会に提案することを決議した。2018年12月10日に支払われた1株当たり0.15ユーロの中間配当を考慮すると、当該年度の支払配当の残額は、普通配当から利益を得る株式については1株当たり0.16ユーロであり、特別配当から利益を得る株式については1株当たり0.191ユーロである。

株主には、支払配当の残額について当社の新たな株式による支払いというオプションが提案される。かかるオプションは、2019年5月24日（同日を含む。）から2019年6月10日（同日を含む。）まで、行使することができる。遅くとも2019年6月10日までにかかる支払オプションを行使していない株主に関しては、支払配当の残額の支払いはすべて現金で行われる。フランス政府は、新たな株式による配当を受け取ることを約束した。

増資に係る支払いのために新規発行された普通株式は、その所有者に対して2018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、2019年6月18日に支払われ、配当落期日は2019年5月22日である。

(2) 配当方針および増加配当金

取締役会によって作成される配当方針は、当グループの投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われる一切の要素を考慮する。

2011年5月24日開催の株主総会にて行われた定款の修正により、前年に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。株式を株主名簿上少なくとも2年間保有していた株主は、増額配当を受け取る資格を有する。かかる10%の配当の増加の権利を付与される株式数は、株式資本の0.5%を超えてはならない。

2014年11月21日の株主総会において定款が修正され、現在の定款は、株主総会が配当、中間配当、剰余金もしくは配分される報奨金または金融資産を含む当社の資産の分配を通じた資本の減額の支払いを決定できるものと規定している。

(3) 無請求配当金

配当は、その支払日から5年以内に請求が行われなければ失効し、フランス政府に支払われる。

3【株価の推移】

(1)【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】

EDFの株式は、2005年11月21日よりユーロネクスト・パリ市場に上場されている。

(単位：ユーロ(円))

回 次	2014年	2015年	2016年	2017年	2018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	29.73 (3,619円)	24.7 (3,007円)	12.820 (1,561円)	12.345 (1,503円)	15.64 (1,904円)
最 低	21.555 (2,624円)	12.60 (1,534円)	9.190 (1,119円)	7.400 (901円)	10.04 (1,222円)

(2)【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】(出典：Bloomberg)

以下の表は、2018年7月から2018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	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月
最 高	12.800 (1,558円)	14.210 (1,730円)	15.595 (1,899円)	15.530 (1,891円)	15.645 (1,905円)	14.580 (1,775円)
最 低	11.805 (1,437円)	12.735 (1,550円)	13.795 (1,679円)	14.315 (1,743円)	13.860 (1,687円)	13.320 (1,622円)

4【役員の状況】

(2019年6月28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
10	8	44.44%

(1) 取締役会の構成員および機能

① 取締役会の構成員

国有企業におけるガバナンスおよび取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号に基づきEDFは、現在、株主総会で任命された取締役、同政令第6条に基づきフランス政府の推薦により選任された取締役（適用ある場合）、同政令第4条に従い経済担当大臣により公務員から選ばれたフランス政府の代表1名および1983年7月26日付法律の規定に基づき従業員により選任された取締役（取締役総数の3分の1）の、計3名から18名の構成員からなる取締役会により運営されている（2014年8月20日付政令第7条第I項において言及されている従業員の代表は、その選任および地位に関して、1983年7月26日付法律に従う企業の従業員の代表に対して適用される同法第II章の第II項および第III項に規定されているものと同様の規定に従う。）。

本書提出日現在、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日付法令第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現が当社により策定された戦略的計画の目的または複数年にわたるエネルギー計画の目的に反する場合は、かかる投資判断に反対することができる（「第2 3（3）② フランスにおける公共サービス」を参照。）。

2018年1月1日から本書提出日現在までに、取締役会の構成員に変更がなされた。

2018年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集された株主総会にて9名の取締役の任期が満了し（下記「取締役会の概要」の表を参照。）、2019年5月16日に開催された株主総会にて取締役の任命および／または再選が承認された。詳細については、「第3 3（3）①（x）2019年5月16日－2019年5月16日開催の年次株主総会および取締役会：全決議が採択された。取締役会は、ジャン・ベルナル・レヴィ氏の会長兼最高経営責任者としての任期の更新を動議した。」を参照。

男女比率の均衡－多様化政策

取締役会の女性化

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、取締役会および監査役会における男女比率の均衡に関する規則に服し、当社は取締役会（従業員を代表する取締役を除く。）において、男女比率がそれぞれ40%未満となつてはならない。本書提出日現在、EDFの取締役のうち、従業員により選任された2名を含む8名の取締役が女性である。すなわち、女性の比率は、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50%である。

その他多様性の基準

取締役会は、AFEP-MEDEF規約の勧告およびフランス商法第L.225-37-4条第6項に従い、特に多様性（年齢、性別または専門的な資格もしくは経験等の基準）および社外取締役の割合の観点から、取締役会の構成員および取締役会が設置する委員会の構成員における望ましいバランスを定期的に検討する。

かかる基準および任命報酬委員会の意見を踏まえて取締役について検討した結果、2019年2月14日付の取締役会は、取締役会の2018年の審査中に取締役が示した期待を考慮し、取締役に適用される多様化政策および取締役がその展開を促すために当グループの戦略も考慮した目的を定めた。

取締役会の構成において良好な均衡を達成するために、取締役会は、当グループの戦略および取締役会に委託された目的に関連して、その課題に適合するスキルおよび経験ならびにプロフィールの相補性を探すことを優先すべきであると考えている。

以下の表は、取締役に適用される多様化政策を定めるために取締役会が検討した基準を示しているが、これらは、取締役の候補者が検討された後に導入され、2019年5月16日に招集された株主総会の承認が必要である。

基準	当社の状況	取締役会による目標／対策
取締役の年齢	株主総会によって任命された取締役の年齢は53歳から73歳であり、平均年齢は63歳である。	取締役会は、現在の平均年齢に満足しており、取締役会の再選について候補者の年齢が取締役の選択において決定的な要素にはならないことを決定したが、取締役の3分の1が70歳を超えてはならない制限については注意する（フランス商法第L.225-19条は、取締役に適用される年齢制限が定款に明確に規定されていない場合、70歳を超える取締役の人数が3分の1を超えてはならないと規定している。）。
平等	2019年3月15日現在、取締役会には7名の女性が在任しており、そのうちの2名は従業員により選任された取締役であり、有給の取締役を除き女性の比率は41.7%である。	取締役会は、2019年3月15日現在の女性の比率（41.7%）に満足しているが、取締役にさらなる変更があった場合に女性の人数を増やす可能性がある。
専門的経験およびプロフィールの相補性	取締役会は複数のプロフィールおよびスキルを兼ね備えている。	取締役会は、取締役がEDFの活動および戦略に関連する専門分野（特にエネルギー、産業および国際レベルの分野）ならびに金融分野および大企業の経営幹部において著しい経験を有していること、ならびに株主総会により任命されたほとんどの取締役がその他フランス企業または海外企業において取締役として務めたことを強調した。 この検討の終了時に、取締役会は、現在のプロフィールの相補性が当グループの戦略の展開に有利となると考えた。
国籍	取締役会には外国籍を有する取締役はいない。	EDFグループが国際的に大きな存在感を示していることにかかわらず、取締役会は、CAP2030戦略の展開には外国籍の取締役の短期的な任命が必要ではなかったと考えている。一方で、取締役会は、国際的な経験を有する取締役の割合が十分であることを保証する。 必要である場合、取締役会は、取締役にさらなる変更がある場合にかかる目標を検討する予定である。
独立性	2019年3月15日現在、取締役会には5名の社外取締役が在任している（従業員を代表する取締役を除き、計算に入れた12名の取締役のうち41.7%が社外取締役である。）。	当社資本の支配株主の存在を考慮し、取締役会は、2019年3月15日現在の社外取締役の割合に満足している。したがって取締役会は、取締役会においてかかる割合を維持したいと考えており、少なくともAFEP-MEDEF規約が勧告するように、社外取締役の割合を3分の1とする目標を設定した。

執行委員会における男女比率および最も責任を有する役職の上位10%における性別の多様性（フランス商法第L.225-37-4条第6項）については、「第5 4（2）① 執行委員会の構成員」を参照。

取締役に関する情報

以下の表は、本書提出日現在の取締役に関する主要な情報の概要である。

取締役会の概要

個人情報	経験	取締役会における状況	委員会への参加状況

	年齢	性別	国籍	保有 株式数 (株)	上場企業にお ける役職の数 (EDFを含む。)	独立性	当初任命 された日	任期満了日	取締役会に おける年功 (年)(*)	
会長兼最高経営責任者										
ジャン・ ベルナール・ レヴィ	64	男性	Fr ⁽¹⁾	0	2	なし	2014年11月23 日	2023年株主総会 ⁽²⁾	4.25	戦略委員会委員 長
株主総会により任命された取締役										
コレット・ ルウィネ	73	女性	Fr	1,932	5	あり	2014年4月11 日	2021年株主総会 ⁽³⁾	4.83	任命報酬委員 会委員長／監 査委員会の委員 ／原子力監 視委員会の委員
ローランス・ パリゾ ⁽⁴⁾	59	女性	Fr	137	1	あり	2014年11月23 日	2021年株主総会	4.25	戦略委員会の 委員／ガバ ナンスおよび企 業の社会的責任 委員会の委員
クレール・ プディニ	53	女性	Fr	0	1	あり	2016年5月12 日	2020年株主総会 ⁽⁵⁾	2.75	ガバナンスお よび企業の社 会的責任委員 会委員長／任 命報酬委員会 の委員
ブルーノ・ クレメル	53	男性	Fr	0	1	あり	2019年5月16 日	2023年株主総会	—	監査委員会の 委員
フィリップ・プ ティコラン	66	男性	Fr	0	2	あり	2019年5月16 日	2023年株主総会	—	戦略委員会の 委員
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役										
モーリス・ グルドー・ モンターニュ	65	男性	Fr	0	1	なし	2017年9月20 日	2021年株主総会	1.42	戦略委員会の 委員
マリー・クリス ティヌ・ルプ ティ	57	女性	Fr	0	1	なし	2012年5月7日	2021年株主総会	6.75	監査委員会委員 長／原子力 監視委員会の 委員
ミシェル・ ルソー	61	女性	Fr	0	1	なし	2016年9月30 日	2021年株主総会	2.42	原子力監視委員 会の委員
ジル・ドゥノワ イエール	64	男性	Fr	0	2	なし	2019年5月16 日	2023年株主総会	—	原子力監視委員 会委員長
アンヌ・リゲ	50	女性	Fr	0	2	なし	2019年5月16 日	2023年株主総会	—	ガバナンスお よび企業の社 会的責任委員 会の委員
フランス政府を代表する取締役										
マルタン・ ヴィアル	65	男性	Fr	0	2	なし	2015年9月9日	2022年11月20日	3.42	戦略委員会の 委員／任命報酬 委員会の委員
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	47	女性	Fr	0	1	なし	2009年11月23 日	2019年11月22日	9.25	ガバナンスお よび企業の社 会的責任委員 会の委員／任 命報酬委員会 の委員
ジャッキー・ ショラン	59	男性	Fr	307	1	なし	2014年11月23 日	2019年11月22日	4.25	監査委員会の 委員／戦略委員 会の委員／ガ バナンスお よび企業の社 会的責任委員 会の委員
クリストフ・ キュピリエ	55	男性	Fr	24	1	なし	2017年11月7 日	2019年11月22日	1.25	原子力監視委員 会の委員

マリー・ エレヌ・ メイリン	58	女性	Fr	28	1	なし	2011年9月1日	2019年11月22日	7.42	監査委員会の 委員／原子力 監視委員会の 委員／戦略委 員会の委員／ ガバナンスお よび企業の社 会的責任委員 会の委員
ジャン・ ポール・ リニャック	56	男性	Fr	0	1	なし	2007年11月1 日	2019年11月22日	11.42	戦略委員会の 委員／監査委 員会の委員
クリスチャン・ タクシル	43	男性	Fr	1,292	1	なし	2014年11月23 日	2019年11月22日	4.25	監査委員会の 委員／戦略委 員会の委員

(*) 2019年3月15日現在。

(1) Fr：フランス国籍。

(2) 2023年株主総会：2022事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会。

(3) 2021年株主総会：2020事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会。

(4) パリゾ氏は、2018年11月6日まで監査委員会の委員であった。

(5) 2020年株主総会：2019事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会。

(6) ジャン・ベルナール・レヴィ氏、フィリップ・クルゼ氏、ブルーノ・ラフォン氏、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏、オリヴィエ・アペール氏、モーリス・グルドー・モンターニュ氏、ブルーノ・レシュヴァン氏、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏およびミシェル・ルソー氏の任期は、2019年5月16日に開催された株主総会にて満了した。

（表に別段の記載がない限り）本書提出日現在の取締役の個人情報および任期に関する情報は以下の表のとおりである。

株主総会により任命された取締役

ジャン・ベルナール・レヴィ（64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

直近で再任された日
2019年5月16日

任期満了日
2022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

国立理工科大学 (*École Polytechnique*) を1973年に卒業後、Télécom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TélécomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に本社において業務執行管理者および人事部予算の管理を任され、その後人事部長アシスタントとなる。1986年に郵政・電気通信大臣のジェラルール・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・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。

その他の役職
戦略委員会委員長

保有株式数
0

国籍
フランス

2018年における職務および役職

当社における役職

・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	C
取締役会会長	Edison	イタリア	G/C
取締役	EDF Energy Holdings	英国	G
取締役	EDF Renouvelables	フランス	G
理事長	EDF財団	フランス	G
取締役	Dalkia	フランス	G
監査役会会長	Framatome	フランス	G
取締役	Société Générale	フランス	C
フランス電力を代表する委員長兼理事	フランス・エネルギー委員会	フランス	
取締役	France Industrie	フランス	
理事	革新的な研修のための財団法人 (Fondation Innovations pour les Apprentissages) (FIPA)	フランス	
理事	世界電力首脳有志の会議	カナダ	
EDFを代表する委員	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 (Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire)	フランス	

G: EDFグループ会社/C: 上場会社

過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職

フランス国内

- ・Thales会長兼最高経営責任者
- ・Institut Mines-Télécom (旧Institut Télécom) 取締役会会長
- ・JBL Consulting & Investments会長
- ・Viroxis監査役会会長
- ・GIFAS (フランス航空宇宙工業会) 副会長
- ・DCNS取締役
- ・パスツール研究所理事
- ・Vinci取締役

フランス国外

- ・Eurelectric取締役会副会長
- ・EDF Energy取締役会会長

(1) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日より暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。

モーリス・グルドー・モンターニュ（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	モーリス・グルドー・モンターニュ氏は、パリの政治学院（ <i>Institut d'Études politiques de Paris</i> ）および国立東洋言語文化研究所（INALCO）を卒業し、法学修士号を有しており、ドイツで2年間の一般教養教育（DEUG）課程を終了している。同氏は、1978年にフランス外務省に入省した。同氏は、インドおよびドイツにおいて様々な外交官の職に従事し、また、フランス外務省本部の外務省副報道官およびアラン・ジュペ外務大臣の副官房長を務めた。その後、同氏はジュペ首相の首相府官房長を務めた。1998年には駐日フランス大使に任命され、また2002年にはフランスのジャック・シラク大統領の外交顧問に就任し、G8のフランスのシェルパを担当した。フランス大統領の個人的な代理を務める者として、同氏は2002年から2007年までフランスとインド、フランスと中国の間の戦略対話を担った。その後同氏は、2007年12月に駐英フランス大使、2011年2月に駐独フランス大使、2014年8月に駐中フランス大使に任命された。2017年6月22日、国務院は、2017年8月1日からモーリス・グルドー・モンターニュ氏を欧州・外務省の事務局長に任命した。
取締役会に任命された日 2017年9月20日	
直近で再任された日 2019年5月16日	
任期満了日 2020年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会	

その他の役職
戦略委員会の委員

2018年における職務および役職
社外における主要な役職
・ 欧州・外務省事務局長

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
取締役 長官	Orano	フランス
	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
長官	原子力庁（ <i>Commissariat à l' 'énergie atomique</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'OEuvres d'Art</i> ）	フランス
理事	国立行政学院（ <i>École Nationale d'Administration</i> ）（ENA）	フランス
取締役	France Médias Monde	フランス
理事	Renault財団	フランス
理事	アンスティチュ・フランセ （ <i>Institut Français</i> ）	フランス
局長	フランス難民・無国籍者保護 局（ <i>Office français de protection des réfugiés et apatrides</i> ）	フランス

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
該当なし

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（57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

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
2019年5月16日

任期満了日
2020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

同氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）を卒業。1987年、同氏は財務監察院に入り、監査人および顧問を務めた。1991年、同氏は管理統制の実施のために、国税総局のジャン・レミエール氏によってスカウトされた。1995年、同氏は、税法部門の統合作業を担当し、その後、税務およびマクロ経済研究の技術顧問として首相アラン・ジュペ氏の事務所に入所し、1995年から1997年まで同事務所の税務および中小企業の技術顧問を務めた。同氏は、サービスの質（事前に記入された納税申告書、遠隔手続および証明）の改善に努め、国税総局での職務を継続した。同氏は、2004年、経済・財務省の税法に関する責任者に任命され、この職務を利用し、2004年から2012年まで、税改革を推し進めた。それと同時に、同氏は2006年に社会福祉の資金調達改革を行う団体の共同議長を務め、ミシェル・ロカール氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から財務監察院長を務めており、現在は経済・財務省および行動・公会計省に所属している。同氏は、2015年よりフランス国立美術館連合（*la Réunion des Musées Nationaux*）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（*Grand Palais des Champs-Élysées*）の公的機関の理事を務めている。同氏は、2012年5月よりEDFの取締役に就任している。

保有株式数
0

国籍
フランス

2018年における職務および役職
社外における主要な役職
・経済・財務省および行動・公会計省の財務監察院長

職務／役職	所属	国
理事	フランス国立美術館連合（ <i>la Réunion des Musées Nationaux</i> ）およびシャンゼリゼのグラン・パレ（ <i>Grand Palais des Champs-Élysées</i> ）の公的機関	フランス

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・フランス政治学会（*Fondation Nationale des Sciences Politiques*）（FNSP）理事

コレット・ルウィネ（73歳）

当社における役職 高等師範学校（*École Normale Supérieure*）を卒業、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得し、1979年にフランス電力に入社。1989年に開発および商業戦略部門を立ち上げ、EDFにおいて執行役員に任命された初の女性となった。1992年から1998年まで、同氏は、AREVA-Oranoの子会社であるSGNにおいて会長兼最高経営責任者を務めた。1998年にCapgeminiにおいてグローバル・エネルギーおよび公益事業部門を設立しその後2012年6月までその管理に携わった。2012年7月よりCowinのマネージャーとして、エネルギー分野のコンサルタントとしての職務を果たしている。2010年から2015年までTDF（SAS）の非常勤会長であった同氏は、2002年よりフランス国立技術アカデミーの会員である。同氏はBouyguesグループ、ならびにGetlink、Nexans、IngenicoおよびCGGの取締役でもある。同氏は、2014年4月よりEDFの取締役に就任している。

取締役会に任命された日
2014年4月11日

直近で再任された日
2019年5月16日

任期満了日
2020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

任命報酬委員会委員長ならびに監査委員会および原子力監視委員会の委員

保有株式数
1,932株⁽¹⁾

2018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

職務／役職	所属	国	
取締役	Bouygues	フランス	C
取締役	Nexans	フランス	C
取締役	Getlink（旧Eurotunnel）	フランス	C
取締役	CGG	フランス	C

G：EDFグループ会社／C：上場会社

国籍
フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・TDF取締役会会長
・Lafarge取締役
・Ingenico取締役

フランス国外
・Crompton Greaves（インド）外国取締役
・TGS Nopec（ノルウェー）取締役

(1) 直接または利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式。

ローランス・パリゾ（59歳）														
当社における役職 株主総会により任命された取締役	ナンシー第2大学（ <i>Université Nancy II</i> ）において公法の修士学位を取得し、政治学院（ <i>Institut d'Études Politiques</i> ）（IEP）を卒業し、IEPにおいて政治学の修士学位を取得。同氏は、1985年にルイ・ハリス統計調査研究所にて統計調査マネージャーとして入所した。1986年に同研究所の最高経営責任者に選任された。1990年に同氏は、フランス世論研究所（IFOP）の会長兼最高経営責任者に任命され、徐々に同研究所の資本の過半数を取得した。IFOPの売却後、同氏はしばらくGradivaを指揮したが、その後2018年にはフランスのCitibankの会長兼業務執行取締役に任命された。同氏は2005年から2013年まで、MEDEFの会長を務めた。同氏はFives、FoxintelligenceおよびFNSPの取締役を務めている。同氏は、2014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 2014年11月23日														
直近で再任された日 2019年5月16日														
任期満了日 2020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	2018年における職務および役職 社外における主要な役職 ・フランスのCitibankの会長兼業務執行取締役													
その他の役職 監査委員会ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の委員	<table><tr><th>職務／役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr><tr><td>取締役</td><td>Fives</td><td>フランス</td></tr><tr><td>取締役</td><td>Foxintelligence</td><td>フランス</td></tr><tr><td>理事</td><td>フ ラ ン ス 政 治 学 会 (<i>Fondation Nationale des Sciences Politiques</i>) (FNSP)</td><td>フランス</td></tr></table>		職務／役職	所属	国	取締役	Fives	フランス	取締役	Foxintelligence	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
職務／役職	所属	国												
取締役	Fives	フランス												
取締役	Foxintelligence	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												
保有株式数 137株	G：EDFグループ会社／C：上場会社													
国籍 フランス	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・Gradivaマネージャー兼副所長 ・IFOPグループ業務執行委員会副委員長 ・Fondapol科学評議会会長 ・Coface取締役 ・BNP Paribas取締役 ・Fives監査役 ・Michelin監査役													

クレール・プディニ（53歳）									
当社における役職	HEC経営大学院（ <i>École des Hautes Études Commerciales</i> ）を卒業し、パリ高等商業学								
株主総会により任命され た取締役	校（ <i>École Supérieure de Commerce de Paris</i> ）よりメディア・マネジメントの修士号 を取得した。1988年に同氏は、経理・財務担当としてTotalに入社。1991年にニュー ヨーク証券取引所におけるTotalの取引の許可を担当し、1992年に投資家向け広報担当 部長、1994年にメディア向け広報担当部長および1997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・デジタル変革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									
ガバナンスおよび企業の 社会的責任委員会委員長 ならびに任命報酬委員会 の委員	2018年における職務および役職 社外における主要な役職 ・ Saint-Gobainグループ人事部・デジタル変革担当上級部長、Saint-Gobain執行委員会 委員								
保有株式数									
0	<table><tr><th>職務／役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr><tr><td colspan="3">該当なし</td></tr></table>			職務／役職	所属	国	該当なし		
職務／役職	所属	国							
該当なし									
国籍	G：EDFグループ会社／C：上場会社								
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 ・ Arkema取締役								

ミシエル・ルソー（61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

取締役会に任命された日

2016年9月30日

直近で再任された日

2019年5月16日

任期満了日

2020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

国籍

フランス

パリ国立高等鉱業学校（*École Nationale Supérieure des Mines de Paris*）を卒業し、鉱山技師（*Ingénieur Général des Mines*）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、同氏はセース・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、2017年3月よりフランス地質・鉱山調査局（*Bureau de Recherches Géologiques et Minières*）の会長、国立環境・農業科学技術研究所（*Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement*）（IRSTEA）の理事、2016年9月よりEDFの取締役に就任している。

職務／役職	所属	国
会長	フランス地質・鉱山調査局（ <i>Bureau de Recherches Géologiques et Minières</i> ）（BRGM）	フランス
理事	国立環境・農業科学技術研究所（ <i>Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement</i> ）（IRSTEA）	フランス

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

・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）会長

ブルーノ・クレメル（53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 2019年5月16日 任期満了日 2022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 監査委員会の委員	パリ中央学校（<i>École Centrale de Paris</i>）、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）（財務監督局）を卒業。同氏は、財務監督官としてキャリアを開始し、その後、国家保有サービス部において公的銀行および公的保険会社の担当として経済・財務・産業省に入省し、複数の銀行および公的保険会社の民営化を成し遂げた。同氏は、1998年から2000年までKeringグループ（旧Pinault-Printemps-Redoute）において、最初は戦略計画担当の執行委員会委員、その後はPPR Interactiveの業務執行委員会委員長を務めた。同氏は、2000年から2002年まで経済・財務・産業大臣ローラン・ファビウス氏の補佐であった。2002年から2006年までは、FNAC Franceの会長兼最高経営責任者にを務めた。同氏は、2006年から2012年まで投資ファンドのLB0 Franceのジェネラル・パートナーおよび執行委員会委員を務め、Maisons du MondeおよびPromovacancesの取得を完了させた。同氏は、2012年にDarty Franceの会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2014年5月にパートナーとして投資ファンドのPartechに参加し、その後、2016年5月にジェネラル・パートナーとなった。

保有株式数
0

国籍
フランス

ジル・ドゥノワイエル（64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

取締役会に任命された日
2019年5月16日

任期満了日
2022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

パリ国立高等鉱業学校（*Mines ParisTech*）をジェネラル・エンジニアとして卒業し、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）（財務監督局）を卒業。同氏は、1981年に経済・財務省の財務監督官に任命され、その後の1985年に財務局に入局し、1996年まで様々な職務に就いた。同氏は、1996年に最高財務責任者としてCCFグループに入社し、1998年には戦略・運営担当の書記長、2000年には財務担当の最高経営責任者代理を務めた。同氏は、英国グループのHSBCとの合併に携わり、2004年からHSBC Franceの取締役および最高経営責任者代理としてキャリアを続けた。したがって、同氏は最初に中央財務機能を担当した。2006年、同氏は資産管理事業、保険活動および中央非財務機能の責任者となった。2007年以降、同氏はすべてのリスク・統制機能および規制当局との関係を監督した。同氏は、2012年にHSBC Franceの最高経営責任者を補佐する最高経営責任者代理となった。同氏は、2015年から2017年までHSBCの欧州における国際機関関係の代表を務めた。また、同氏は、2006年から2016年までフランスにおいて外国の管理下にある銀行団体の会長も務め、2004年から2016年までフランス銀行協会（*Association Française des Banques*）の会計責任者を務めた。同氏は、2018年5月からDexiaおよびDexia Credit Localの取締役会会長に就任している。

保有株式数
0

国籍
フランス

フィリップ・プティコラン（66歳）	
当社における役職 株主総会により任命され た取締役	数学の学士号を取得し、ビジネス開発学校（ <i>Centre de perfectionnement aux Affaires</i> ）（CPA）を卒業。同氏は、1978年にEuroprimの輸出マネージャーとしてキャリアを開始し、その後、Alcatel-Alstomの子会社であるFilotexの輸出区域マネージャーに就任した。同氏は、1982年に米国のChester Cableの航空販売マネージャーに任命され、その後、1984年に輸出マネージャーとしてFilotexに戻った。販売部長代理として1988年にLabinalに入社後、航空システム部門の販売およびマーケティング部長に任命された。同氏は、1995年に航空システム部長に就任した。ValeoによるFiltrautoの取得後、同氏は1999年から2001年までLabinalのFiltrauto部長および摩擦材料部長を務めた。同氏は、2001年5月にLabinal（現Safran Electrical & Power）の最高経営責任者に就任し、2004年11月には会長兼最高経営責任者に就任した。2006年、同氏はSnecma（現Safran Aircraft Engines）の会長兼最高経営責任者に任命された。2011年から2015年にわたり同氏は、Safranの防衛およびセキュリティ活動の責任者ならびにSafran Electronics & Defenseの会長兼最高経営責任者となり、その後Safran Identity & Securityの会長兼最高経営責任者およびSafran Electronics & Defenseの取締役会会長となり、最終的にSafran Identity & Securityの会長となった。同氏は、2015年4月にSafranの取締役および最高経営責任者に任命された。また、同氏は欧州航空宇宙防衛工業会（ASD）（ベルギー）の理事であり、フランス航空宇宙工業会（GIFAS）の副会長である。
取締役会に任命された日 2019年5月16日	
任期満了日 2022年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を 承認する株主総会	
その他の役職 戦略委員会の委員	
保有株式数 0	
国籍 フランス	

アンヌ・リゲ（50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

取締役会に任命された日
2019年5月16日

任期满了日
2022年12月31日に終了す
る事業年度の財務書類を
承認する株主総会

その他の役職
ガバナンスおよび企業の
社会的責任委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

パリ国立高等鉱業学校（*École des Mines de Paris*）を卒業。アンヌ・リゲ氏は、1991年にAir Interに入社した。同氏は、1996年にAir Franceのパリ・オルリー空港の顧客サービス責任者に任命された。1999年に同氏はハブであるパリ・シャルル・ド・ゴール空港の旅客・手荷物対応責任者に就任し、その後、地上オペレーションの顧客商品・手荷物担当責任者に就任した。同氏は、2005年にパリ・シャルル・ド・ゴール空港におけるハブ・オペレーション責任者に任命された。2009年から2013年までパリ・シャルル・ド・ゴール空港における地上オペレーションの部長代理を務め、その後、航空事業における民間航空機乗組員担当の執行副社長を務めた。2017年、同氏は顧客担当の執行副社長に任命された。同氏は、2018年12月12日よりAir Franceの最高経営責任者であり、同社の取締役である。

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（65歳）

当社における役職

フランス政府を代表する取締役

取締役に任命された日

2015年9月9日

直近で再任された日

2018年11月21日

任期満了日

2022年11月20日

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

国立経済商科大学院（*École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales*）（ESSEC）および国立郵政通信学院（*École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications*）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（*Chambre Syndicale du Transport Aérien*）およびフランス全国民間航空組合（*Fédération Nationale de l'Aviation Marchande*）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 Prévoyance（CNP）の副会長に就任した。マルタン・ヴィアル氏は、2002年9月にフランス会計検査院に主席顧問として入った。2003年から2014年に同氏は、アシスタンス市場において世界的なリーダーであるEurop Assistanceグループの最高経営責任者兼取締役を務め、またEurop Assistance Holdingの取締役兼最高経営責任者を務めた。また同氏は、当該グループ会社の複数の取締役会の議長を務めている。2015年1月に同氏は、高齢者に対する援助を提供するPremium Careという会社を設立した。2015年8月からフランス政府保有株式委員を務めるマルタン・ヴィアル氏は、RenaultおよびBpifranceの取締役も務めている。同氏は、2015年9月よりEDFの取締役に就任している。

2018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
取締役	Bpifrance	フランス

G：EDFグループ会社／C：上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

・Europ Assistance Holding最高経営責任者兼取締役

・International Health Solutions会長

・Sicav Libertés et Solidarités会長

・Hormair Vacances取締役

・Business Solutions Capital取締役

・Thales取締役

フランス国外

・Club Santé Afrique（CSA）（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（47歳）

当社における役職	法学の学位を取得。同氏は法律業界で経験を積み、2000年に主要口座課の商務官として						
従業員により選任された	EDFの取引部門に入社した。現在は主要口座部門の主要口座売上サポート課に勤務。						
取締役	2008年12月からは、労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homme</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	2018年における職務および役職						
直近で再任された日	当社における主要な役職						
2014年11月23日	・ EDF取引部門主要口座課商務官						
任期満了日							
2019年11月22日							
その他の役職							
ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会の委員	<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'homme</i>）</td><td>労働裁判所（<i>Conseil de Prud'hommes</i>）</td><td>フランス</td></tr></table> <i>G</i> ：EDFグループ会社／ <i>C</i> ：上場会社	職務／役職	所属	国	労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homme</i> ）	労働裁判所（ <i>Conseil de Prud'hommes</i> ）	フランス
職務／役職	所属	国					
労働裁判所判事（ <i>conseiller prud'homme</i> ）	労働裁判所（ <i>Conseil de Prud'hommes</i> ）	フランス					
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 (59歳)

当社における役職 パリ政治学院 (*Institut d'Études Politiques*) (IEP)を卒業し、法学部の博士号を取得したジャッキー・ショラン氏は、1983年に設備部門事務所において法律専門家としてEDFでのキャリアを開始した。現在同氏は、EDFの原子力発電・火力発電部門の人事部マネージャー代表である。同氏は、2014年から2016年まで生態学的移行国家諮問委員会の委員を務め、また2012年からフランス高等エネルギー理事会の理事に就任している。

従業員により選任された取締役 Force Ouvrière (FO) 労働組合の推薦を受けて、ショラン氏は2004年9月から2009年11月までEDFの取締役を務めた。同氏は2014年11月より再度EDFの取締役に就任している。

取締役会へ任命された日 2014年11月23日⁽¹⁾

任期満了日

2019年11月22日

2018年における職務および役職

当社における主要な役職

・EDF原子力発電・火力発電部門人事部マネージャー代表

その他の役職

監査委員会、戦略委員会
ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の委員

職務／役職	所属	国
理事	フランス高等エネルギー理事会	フランス

G: EDFグループ会社/C: 上場会社

保有株式数

307株⁽²⁾

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フランス経済・社会研究所 (IRES) 理事会のForce Ouvrière労働組合代表
- ・FO Énergies & Mines労働組合連盟書記 (技能開発センター担当)

国籍

フランス

(1) ジャッキー・ショラン氏は以前、2004年9月から2009年11月までEDF (当時有限会社であったEPIC (商工業公益企業体)) の取締役にあった。

(2) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式。

クリストフ・キュビリエ（55歳）								
当社における役職 従業員により選任された 取締役	フランス国籍であるクリストフ・キュビリエ氏は、1988年1月にLyonnaise des eauxに入社し、「IT中央研究所」、「汚水」および「飲料水」部門において複数の職務に就いた。同氏は、1989年10月にパンリーの現場の警備員としてEDFに入社した。同氏は1990年4月にユニット1の産業用の稼働開始に携わり、その後1992年に稼働開始したユニット2の稼働作業に携わった。同氏は1994年から1998年までPOT（労働者向け技術向上）研修を経て、現場責任者としてフラマンビルにおけるユニットの操業停止部門に配属された。2003年、同氏はフラマンビルの安全管理品質部門に入り、安全技師として研修を始めた。2004年に資格を取得し、かかる職務を約2年間務めた。同氏は2005年にFédération CGT Mines Énergie労働組合への50%の出向を選択し、その後100%になり、共同生産委員会（CMP）、秘書として務めた企業委員会、第2人事委員会（CSP）および職場安全衛生委員会（CHSCT）等のEDFの雇用における意見交換に関する複数の機関に所属している。同氏は2009年9月から2017年9月までフラマンビルにおける労働組合の代表者であった。同氏はCGTの推薦に基づき2017年11月7日よりEDFの取締役に就任している。							
取締役会へ任命された日 2017年11月7日								
任期満了日 2019年11月22日								
その他の役職 原子力監視委員会の委員								
保有株式数 24株	2018年における職務および役職 当社における主要な役職 ・Fédération CGT Mines Énergie労働組合経営幹部のメンバー							
国籍 フランス								
<table><tr><td>職務／役職</td><td>所属</td><td>国</td></tr><tr><td colspan="3">該当なし</td></tr></table>			職務／役職	所属	国	該当なし		
職務／役職	所属	国						
該当なし								
G：EDFグループ会社／C：上場会社								
過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 該当なし								

マリー・エレヌ・メイリン（58歳）								
当社における役職 従業員により選任された 取締役	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。 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・企業の社会的責任・戦略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 2019年11月22日	2018年における職務および役職 当社における主要な役職 ・EDFイノベーション・企業の社会的責任・戦略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、戦略委員会なら びにガバナンスおよび企 業の社会的責任委員会の 委員	<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>フランス高等エネルギー理事会（<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>）（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	フランス高等エネルギー理事会（ <i>Conseil supérieur de l'énergie</i> ）（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	フランス高等エネルギー理事会（ <i>Conseil supérieur de l'énergie</i> ）（CSE）	フランス						
保有株式数 28株	G：EDFグループ会社／C：上場会社							
国籍 フランス	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 該当なし							

ジャン・ポール・リニャック（56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（ <i>Institut National Polytechnique</i> ）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。同氏は、EDFの研究開発部（ルナルディエールセンター）にて技術研究者を務め、現在は工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調におけるエネルギー効率に取り組む。同氏は、CGT組合の推薦を受けて2007年11月よりEDFの取締役に就任している。	
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	2018年における職務および役職	
任期満了日 2019年11月22日	当社における主要な役職 ・EDF研究開発部技術研究者	
その他の役職 監査委員会および戦略委員会の委員	職務／役職	所属
	国	
	該当なし	
	G：EDFグループ会社／C：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		

クリスチャン・タクシル (43歳)

当社における役職 ESCPヨーロッパ学校およびドゥエー国立高等鉱業学校 (*École de Mines*) を卒業し、エグゼクティブMBAの学位を取得。EDF Gaz de France Distributionに1999年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFグループの監査部門に入社し、その後2009年6月から2014年9月の間Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任された。CFE-CGC労働組合の推薦を受けて、タクシル氏は、2014年11月23日よりEDFの取締役役に就任している。

取締役会に任命された日 2014年11月23日

任期満了日 2019年11月22日

その他の役職 2018年における職務および役職
監査委員会および戦略委員会の委員 当社における主要な役職
・ Dalkia取引・マーケティング部主要顧客担当

保有株式数
1,292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 (<i>Syndicat Mixte d'Électricité, de Gaz et des Télécommunications du Val-d'Oise</i>) (SMDEGTV0)	フランス

G : EDFグループ会社 / C : 上場会社

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・ Fédération CFE-CGC Énergies組合書記長

(1) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式。

(2) 執行委員会**① 執行委員会の構成員**

本書提出日現在の執行役員は以下のとおりである。

氏名	役職
ジャン・ベルナール・レヴィ	会長兼最高経営責任者
マルク・ブナユン	当グループ上級執行副社長、ガスおよびイタリア担当、Edisonの最高経営責任者
ブルーノ・ベンサソン	当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当、EDF Renouvelablesの会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾
クリストフ・カルヴァル	当グループ上級執行副社長、人事担当
グザヴィエ・ジール	当グループ上級執行副社長、当グループ財務部門担当
ヴェロニック・ラクール	当グループ上級執行副社長、変革・経営効率担当
アンリ・ラフォンテーヌ	当グループ上級執行副社長、顧客・サービス・地域業務担当
マリアヌス・レノー	当グループ上級執行副社長、国際部門担当
セドリック・レヴァンドフスキ	当グループ上級執行副社長、イノベーション・戦略・計画担当
フィリップ・サセーニュ	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 ⁽²⁾
シモーネ・ロッシ	当グループ上級執行副社長、EDF Energyの最高経営責任者
ピエール・トドロフ	当グループ上級執行副社長、当グループ書記長
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当

アレクサンドル・ペラ氏は、執行委員会の秘書役である。同氏は、会長兼最高経営責任者の役員補佐および政府関係担当である。

(1) ブルーノ・ベンサソン氏は、2018年4月16日付でアントワン・カユザック氏の後任となった。

(2) フィリップ・サセーニュ氏は、2019年2月8日付でドミニク・ミニエール氏の後任となった。

本書提出日現在、執行委員会には女性が2名在籍しており、女性の比率は15.4%である（2016年12月までと比較して7.7%増加した）。EDFグループは、複数年にわたりEDFグループの統治機関の女性化に完全に取り組んできた。第一に、執行委員会の女性の人数は2016年12月に変革・経営効率担当の当グループ上級執行副社長であるヴェロニック・ラクールが加わったことにより、2倍になった。

また、会長兼最高経営責任者も当グループ会社の統治機関および取締役会の女性化を促進するためにいくつかの活動を導入した。EDFの執行委員会の各委員は、女性マネージャーまたは将来の女性マネージャーを指導している。さらに、「talents」として認定され、中期においてマネージャーに就任する可能性のある女性は、密接な個別支援および特定のプロフェッショナル化活動ならびにその他関連するキャリア指導による恩恵を受ける。

最後に、当グループ会社の取締役会に任命される可能性のある女性の人材プールが創出された。当社が現代社会を反映するために、従業員の採用段階から特別に注目されている（「第5章（1）① 取締役会の構成員」を参照。）。

② 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：52歳。国立経済商科大学院（École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales）（ESSEC）を卒業し、1989年にParibas Groupに入社。その後1993年にBoston Consulting Groupに入社し、2001年にパリオフィスのパートナーおよび業務執行取締役役に就任した後、2008年にはモスクワオフィスのパートナーおよび業務執行取締役役に就任し、在任期間中に天然ガス部門における技能開発を含む幅広い責務を果たした。同氏は2009年に経済・料金・価格担当部長としてEDFグループに入社した。2012年には電気、ガスおよびサービス販売の責任者である取引部門のB2B市場の部長に就任した。同氏は、かかる役職において、競争の激しい環境下で主導的な立場を取り戻すことを目的とした、事業者および地方自治体（全体で400,000を超える施設があり、電力消費量は120TWh。）向けの電力料金に係る規制の終了に関連するプロジェクトを監視した。同氏はEDF Tradingの取締役、Trimet Franceの監査役、Transalpina di Energiaの会長、イタリアにおいて3番目に大きな電力会社であり、イタリアにおける当グループの資産の大半を管理するEdisonの最高経営責任者、Fondazione Edisonの会長およびFeniceの取締役を務めている。同氏は2016年から当グループ上級執行副社長（ガスおよびイタリア担当）を務めている。

ブルーノ・ベンサソン：46歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）およびパリ国立高等鉱業学校（*École des Mines de Paris*）を卒業。同氏は、1998年に原子力安全当局の地域部長（バス・ノルマンディーおよびオート・ノルマンディー）としてキャリアを始め、その後、最高経営責任者の補佐となった。2004年から2006年の間、同氏は産業大臣の環境、新たなエネルギーおよび原子力エネルギー担当の技術顧問に就任し、その後、フランス大統領の事務総局において産業、環境および交通担当の顧問となった。同氏は、開発戦略部における経済研究担当の取締役としてSUEZに2007年に入社した。同氏は、2011年に戦略および持続可能な開発担当の取締役としてGDF SUEZの執行委員会に加わった。同氏は2013年初めにGDF SUEZ Energie Franceの最高経営責任者に任命され、2014年7月にGDF SUEZ Energie Europeの開発・再生可能エネルギー担当の執行副社長に就任した。同氏は2016年にEngie Afriqueの最高経営責任者に就任した。同氏は2018年5月に再生可能エネルギー担当の当グループ上級執行副社長およびEDF Renouvelablesの会長兼最高経営責任者に就任した。

クリストフ・カルヴァル：58歳。リールのHEI工業学校にて電気工学の学位を取得し、1982年にEDFグループに入社。同氏は、電力・ガス供給分野の部門ユニット、地域ユニットおよび地域間ユニットにおいて複数の管理職を務めた。同氏は2007年にEDFグループの新たな共同サービス部門を設立し、管理するためのプロジェクトの責任者に任命された。同氏は、2014年から人事部長、安全衛生部長およびEnedis変革プロジェクトの責任者を務めた。2017年7月から同氏は人事担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

グザヴィエ・ジール：50歳。HEC、パリの政治学院（*Institut d'Études Politiques*）（IEP）およびENAを卒業し、商法の修士号を取得した。1995年にフランス会計検査院に入社した後、1999年にVeolia Environnementグループに入社してそこで12年間を過ごし、主にVeoliaグループのグループリスク管理・監査担当最高責任者ならびにVeolia TransportationおよびVeolia Environmental Servicesの財務担当の最高経営責任者代理を歴任した。2011年から2015年まではLa Poste Groupの最高経営責任者代理および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの最高経営責任者を務めた。同氏は2015年にフランス担当の最高財務責任者としてEDFに入社し、当グループ上級執行副社長（財務部門担当）に任命された。またグザヴィエ・ジール氏は、EDF Energy、EDF Énergies NouvellesおよびDalkiaの取締役、EDF Tradingの取締役会会長、Enedisの監査役ならびにCTEの最高経営責任者でもある。さらに同氏は、MEDEF倫理委員会の委員ならびにFrançaise des Jeuxの取締役および監査委員会委員長を務めている。

ヴェロニック・ラクール：54歳。パリ第1大学にて情報システムの修士課程の学位を取得。同氏は1987年にThalesに入社し、情報システム部門において確かな経験を積んだ後、2004年にThalesの新規部門の最高情報責任者に就任した。2007年から2009年、同氏はかかる部門の人事情報システムの共有サービスを管理した。2009年、同氏はSafranに入社し、最初にSafran Aircraft Engines（旧Snecma）の最高情報責任者を務め、その後2013年に、継続的な開発および変革イニシアチブの管理を行う開発イニシアチブ担当部長に就任した。同氏はこれに続いて、Safran Analyticsのプログラム担当部長となり、Safranグループのデジタル改革戦略の一環として、ビッグデータ専門のかかる新規企業の設立に携わった。同氏は2016年12月1日に、当グループ上級執行副社長（変革・経営効率担当）としてEDFに入社し、執行役員も務めている。同氏は当グループの情報システム、購買、資産、コンサルティングならびに第3のサービスおよびITの監督を担当している。

アンリ・ラフォンテヌ：62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。同氏はサービス事業の子会社（Dalkiaグループ、Citelum、Netseenergy、Izivia、Sowee、EDF ENR等）を監督する。さらに同氏は、Citelumの会長ならびにDalkiaおよびEDF Energyの取締役でもある。その上同氏はEDFの商業課の責任者である。

マリアンヌ・レノー：54歳。セーブル高等師範学校（*École Normale Supérieure de Sévres*）、国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（「コンドルセ」クラス）およびパリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）を卒業し、古典の教授資格の学位およびフランス文学の修士号を取得。国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）を卒業後、国務院に入り、2007年に国務院評定官に就任した。1997年に外務省に配属され、チュニスのフランス大使館において一等参事官を務めた。2000年から2002年まで、フランス国務院のメンバーとして、特にENAの取締役、文化省の法律顧問およびENAにおいて一般的法律の上級講師などの使命を務めた。同氏は、2003年に本社の組織担当部門の部長としてGaz de Franceに入社した。その後、2004年に広報の代表者となった。同氏は、2005年1月に当グループの法律顧問としてEDFグループに入社

し、その後2007年6月には書記長および執行役員となった。同氏は、2010年から2017年まで執行役員として当グループ上級執行副社長（人事担当）を務めた。同氏は、2017年7月に当グループ上級執行副社長（国際部門担当）に任命された。2018年1月11日に同氏は、Enedisの監査役会会長に任命された。また、同氏はEDF Renouvelables、EDF TradingおよびVinci Autoroutesの取締役ならびにパリ国際大学都市（*Cité Internationale Universitaire de Paris*）の理事である。

セドリック・レヴァンドフスキ：49歳。パリ政治学院（IEP）を卒業し、地政学（パリ第8大学）の修士課程の学位（DEA）を取得。同氏は1998年にEDFでのキャリアを始め、1998年から2004年までEDFの会長の専任スタッフ責任者を務め、その後、2005年から2008年までフランス電力の電気輸送・自動車担当部長を務めた。同氏は、2008年から2012年までEDFの商業課におけるEDF地域局の責任者に、2009年から2012年までH4の取締役会会長に、2009年から2012年までSafidiの取締役に、また2009年から2012年にTiruの取締役会会長に相次いで就任した。その後同氏は2012年5月から2017年半ばまでフランスの国防大臣官房長に任命された。同氏は、2017年7月から当グループ上級執行副社長（イノベーション・戦略・計画担当）を務めている。同氏は、EDF Pulse Croissance Holdingの執行委員会委員長、Enedisの取締役、UFEの取締役およびÉlectricité de Strasbourgの取締役会会長である。

フィリップ・サセーニュ：61歳。ナントのフランス国立高等精密機械工学大学院大学（*École Nationale Supérieure de Mécanique*）（エンジニアリングの学校）を卒業。同氏は、1982年に放射線防護・安全エンジニアとしてサンローラン・デ・ゾー原子力発電所（CNPE）でキャリアを始めた。その後同氏は、同CNPEにおいて安全・運営の分野で複数の役職を務めた後、1992年に技術運営ユニットに異動し、管理統制の分野において複数の任務を担当するために1994年にDPN本社に異動した。同氏は1999年に、維持管理・ユニット閉鎖担当の執行役員を務めるためにブライエのCNPEに異動した。2002年にゴルフシュのCNPEのマネージャーに就任した後、2006年にブライエのCNPEのマネージャーに就任した。同氏は、2009年にパリのDPNの経営チームに運営マネージャーとして加わった。同氏は、2010年から2013年まで技術、安全、発電、放射線防護および環境に関する問題の責任者として、原子力発電部門の部長代理であった。同氏は、2013年にDPNのマネージャーに就任した後、2019年2月に原子力発電および火力発電部門担当の上級執行副社長に任命された。

シモーネ・ロッシ：50歳。ボッコーニ大学（ミラノ）経営学部卒業。シモーネ・ロッシ氏はキャリアをコンサルタントとして開始し、まずはKPMG Consultingにおいて企業財務、その後1996年からMcKinsey & Companyにおいて主にエネルギー、金融機関および情報通信技術の分野を専門とした。2004年に同氏はイタリアのミラノに所在のEdison SpAに戦略部長として入社し、2007年に計画、管理およびIT担当部長に昇格した。2009年末に、米国のボルティモアを拠点とする企業であるConstellation Energy Nuclear Group（CENG）の最高財務責任者に任命された。次いで同氏は2011年4月にEDF Energyの最高財務責任者となった。2015年3月にシモーネ・ロッシ氏はEDFグループの上級執行副社長（国際部門担当）に任命された。同氏は2017年11月1日からEDF Energyの最高経営責任者であり、EDFの当グループ上級執行副社長である。

ピエール・トドロフ：60歳。ウルム高等師範学校（*École Normale Supérieure*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）を卒業し、哲学の高等教授資格保持者である。ピエール・トドロフ氏は、1986年から1990年までフランス国務院において監査人、次いで審議官を務めた。その後Lagardère Groupに入社し、特にHachette Filipacchiの国際最高経営責任者補佐の役職を含む、メディア部門における幅広い責務を果たした。1997年から2008年まで、同氏はAccor Groupの事務局長に就任していた。2008年から2011年の間はHogan Lovells LLP法律事務所のパートナー、その後2011年にはPSA Peugeot Citroënの書記長および経営委員会の委員を務めた。ピエール・トドロフ氏は2015年2月2日よりEDFグループの書記長および執行役員に就任している。

グザヴィエ・ウルサ：52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年まで水力工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当のジェネラル・マネージャー代理の特別顧問であった。2005年から2007年にはグルノーブルにおけるアルプス発電ユニットの副ユニット長を務め、2007年から2010年にはトゥールーズにおける南西部発電ユニットのユニット長を務めた。2010年から2014年にかけて水力発電およびエンジニアリング部門のマネージャー代理、次いで同部門のマネージャーを歴任した。2015年3月よりグザヴィエ・ウルサ氏は、当グループ上級執行副社長（新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当）に就任している。同氏はまた、EDF Renouvelablesの取締役、世界水会議の名誉理事、EDVANCEの監督・運営委員会委員長ならびにFramatomeの監査・運営役を務めている。同氏はまたSFENの副会長でもある。

（3） 利益相反、理事会の構成員および経営幹部についての有罪判決の不存在ならびに業務契約

① 利益相反

EDFの認識する限り、2019年3月15日現在、EDFに関し、取締役および経営幹部の職務と取締役および経営幹部の個人の利益またはその他の職務の間において、潜在的利益相反は存在しない（利益相反に関して取締役会に適用される規則については「第5 5（1）②（vii）取締役の責任および義務」を参照。）。

当社の取締役（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）に適用される特有の法令および規制の規定に従い、EDFの認識する限り、株主、顧客、供給業者またはその他の者との間で、取締役または経営幹部として選任されるべく締結された協定または合意は存在しない。

EDFの認識する限り、EDFの証券取引倫理規約（「第5 4（4）②当社株式の取引」を参照。）により生じる制約を除き、EDFにおける取締役の保有株式の売却能力を一定期間制約することに同意した取締役は存在しない。さらに、EDFの株式に投資するEDFのグループ貯蓄計画を通じて投資信託の方式で株式を保有する役員または民営化制度の法的枠組みにおいてフランス政府から株式を取得した役員は、これらの取引に適用される規定に基づく譲渡制限規制および長期投資規則に従うことがある。

また、EDFが認識する限り、理事会の構成員または経営幹部の中の家族関係は不存在である。

② 有罪判決の不存在

EDFが認識する限り、EDFの取締役または経営幹部の中に、少なくとも最近5年以内に（i）詐欺の有罪判決を受けた者、（ii）破産した者、財産の押収を受けた者もしくは清算された者または（iii）行政当局もしくは規制当局により訴追されたおよび／もしくは罰則を受けた者はいない。

さらに、EDFが認識する限り、EDFでは、発行体の管理、経営および監督機関の構成員になることまたはそれらの発行体の業務の管理または監督に参加することを裁判所により妨げられたことがあるEDFの取締役または経営幹部は最近5年以内にいない。

③ 業務契約

EDFの役員は、当社または当社の子会社との間で、いかなる利益を享受することができる業務契約も一切締結していない。

(4) 取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引

① 取締役による株式所有

2018年12月31日現在、2018年12月31日現在在任中の当社の取締役は合計4,259株の株式を保有している。以下の表は、2017年12月31日現在および2018年12月31日現在においてかかる取締役が個人的に保有していたEDF株式数の詳細を示したものである。

	2017年12月31日現在 EDF株式数	2018年12月31日現在 EDF株式数
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	294	307
フィリップ・クルゼ	294	294
クリストフ・キュビリエ	24	24
ブルーノ・ラフォン	238	245
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,870	1,932
マリー・エレヌ・メイリン	28	28
ローランス・パリゾ	137	137
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	1,237	1,292
合計	4,122	4,259

(1) 利益分配計画（FCPE）を通じて保有。

(2) 直接または利益分配計画（FCPE）を通じて保有。

2018年12月31日現在在任中であるが、上記の表に記載されていない取締役はEDFの株式を保有していない。

② 当社株式の取引

2006年、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場子会社の株式の売買に適用される一連の原則および規則を採用した。かかる規則は、倫理規約として編集され、2011年4月4日にEDFの執行委員会に提出された。市場での濫用行為に関する規則（EU）第596/2014号（「MAR」（市場濫用規則）と呼ばれる。）、その施行規則（株式市場操作指標、開示基準、停止期間中の取引許可および報告すべき管理者取引の種類に関する2015年12月17日付委任規則（EU）第2016/522号、一般的な市場慣行に関する2016年2月26日付委任規則（EU）第2016/908号、MAR第4条に基づき関係当局に提出される金融商品の報告書およびリストに関する2016年3月1日付委任規則（EU）第2016/909号、自社株買戻しプログラムおよび安定化策に適用される条件に関する2016年3月8日付委任規則（EU）第2016/1052号、不正慣行または不審な注文もしくは取引に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/957号、投資推奨または投資戦略を推奨するかもしれない提言するその他の情報の客観的な公表および特定の利益または利益相反を示す公表に対する技術的措置に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/958号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付委任規則（EU）第2016/960号、インサイダーリストに関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/347号、経営幹部の職務を遂行する者により実行された取引に関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/523号、MAR第4条に基づく通知の提出の期限、構成および様式に関する技術的な施行基準を策定する2016年3月11日付施行規則（EU）第2016/378号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付施行規則（EU）第2016/959号、インサイダー情報の開示および報告についての技術的方法に関する2016年6月29日付施行規則（EU）第2016/1055号）、市場濫用の抑制システムを改正する2016年6月21日付法律第2016/819号ならびに2016年10月26日にAMFが発表した継続開示および内部情報の管理に関する新たな方針を考慮し、かかる規約は2016年に更新された。

この規約の配布と同時に、当グループの従業員を対象として、株式市場の規則、特にインサイダー情報の保持に関連する警戒および義務ならびに自粛（ブラックアウト）期間に対する認識を高めるキャンペーンが推進された。かかる期間中は、当グループを代理する第三者を含む、恒常的または一時的な内部者である者およびとりわけかかる期間に関して当グループにおいて執行業務を行う者全員は、当社の有価証券またはその他の関連する金融商品の売買を差し控えることが要求されている。

倫理規約は、EDFの有価証券またはその他の関連する金融商品に関する個人売買についてAMFおよび当社に対して申告する経営陣、上層部経営者およびそれらに密接に関係する者の義務についても規定している。AMF一般規制の第223-22条Aに定められているMAR第19条に基づき、規制市場での取引のために株式を上場している会社の経営陣は、当社株式の取引につき、現在の暦年に行われたかかる取引の合計額が20,000ユーロを超えた場合、当該取引完了後3取引日以内に必ずAMFおよび当社に申告しなければならない。

また、EDFの取締役会は、AMF一般規制（AMF一般規制の第223-26条）の規定により、直近の事業年度において経営陣および同等の人物（EDFにおいて「経営陣と同等」の従業員とは、当社執行役員をいう。）がAMFに申告した取引について株主総会に提出する年次報告書に記載しなければならない。

2018事業年度中、当社の取締役または執行役員によるAMFまたは当社に対するEDFの有価証券の取引の申告はなかった。

（５）報酬および手当

① 役員の報酬

役員に対して当社および当社の支配下にある会社によって2018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・ガバナンスの規約および2015年4月13日修正済みのAMF役職勧告2009-16により推奨された様式に従い作成された。

（i）会長兼最高経営責任者の報酬総額

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬ならびにオプションおよび株式の概要⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2017事業年度	2018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) ②ストック・オプション—無償株式」に記載するとおり、当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない。

以下の表は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して支払うべきおよび支払った2017事業年度および2018事業年度に係るすべての種類の報酬を表している。

会長兼最高経営責任者へ授与された報酬の概要⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2017事業年度		2018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	450,000
変動報酬	-	-	-	-
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-
取締役報酬	-	-	-	-
現物給付 ⁽²⁾	2,868	2,868	2,868	2,868
合計	452,868	452,868	452,868	452,868

(1) AMF役職勧告2009-16の表2。

(2) 現物給付は、社用車の現物給付からなる。

（イ）報酬の設定条件

1953年8月9日付命令第53-707号第3条およびフランス商法第L.225-47条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬委員会の勧告および、各大臣と協議後に経済担当大臣の承認を受け、当社の取締役会によって決定される（「第5 5 (1) ③ (v) 任命報酬委員会」を参照。）。

2012年7月26日付命令第2012-915号は1953年8月9日付命令を修正し、当該命令の適用対象である国有企業の役員に対して支払可能な報酬額に、450,000ユーロの制限を設けた。

フランス商法第L.225-37-2条に規定に基づき、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する報酬方針および項目、ならびに（適用のある場合）変動報酬および特別報酬の支払いは、株主総会の承認のために提出される決議案に従う（「第5 4（5）①（ii）2018年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集されたEDF株主総会において提示された報酬方針」を参照。）。

（ロ） 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2018事業年度の報酬

2018年2月7日の任命報酬委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2018事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

任命報酬委員会による勧告に基づき、取締役会は2018年2月15日に開催された会議において、2018事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。かかる年間固定報酬は、2014年にジャン・ベルナル・レヴィ氏がEDFの会長兼最高経営責任者に任命されて以来、変更されていない（「第5 5（1）②（ii）業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）。

2019事業年度の報酬

2019年2月7日の任命報酬委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2019事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

任命報酬委員会による勧告に基づき、取締役会は2019年2月14日に開催された会議において、2019事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。

（ハ） その他の報酬項目

2018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、2018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・レヴィ氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。

雇用契約、補足的年金、退職金および競争禁止条項

			任務の終了または変更による支払われるべき報酬、利益または債務	競争禁止条項報酬
会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	雇用契約	補足的年金制度		
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

(1) AMF役職勧告2009-16の表11。

任命報酬委員会の勧告に基づき、取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、フランス商法の規定およびAFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約の勧告に従ってジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して、EDFの会長兼最高経営責任者としての任期が終了する際に退職金を支払うことを決定した。かかる支払いは、下記の規定に服するものとする。

- ・支払事由：強制離職（重大な懈怠や故意の不正行為を理由とした解任を除く。）の場合のみ取締役会の判断に基づく最終決断
- ・計算方法および上限額：退職金の当初金額は、着任初日（2014年11月23日）から就任後1年は総額200,000ユーロであり、以後四半期ごとに総額60,000ユーロが増額される。ただし、上限である報酬の1年分を超えることはない。
- ・パフォーマンス基準：退職金は、退任以前の満3事業年度のうち少なくとも2事業年度でグループEBITDA予測の80%を達成した場合にのみ支払われる。当人が任期の2年目に退任した場合、取締役会が直近の事業年度通期を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。当人が任期の3年目に退任した場合、直近の満2事業年度を参照して当該基準を満たしているか否かを評価するものとする。

かかる規定は、フランス商法第L.225-42-1条において定められており、2014年 *Document de Référence* の別紙Cに含まれる2015年4月8日付の法定監査人による特別報告に従うものである。

(ii) 2018年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集されたEDF株主総会において提示された報酬方針

フランス商法の規定に従い、2018年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集されたEDF株主総会は、2018事業年度について当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に支払われるかまたは割り当てられる報酬項目および同氏に対する2019年の報酬方針に関する承認を行った。

株主は、フランス商法第L.225-37条第1項に記載の内容を検討した結果、「第5 4 (5) ① (i) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」に記載されている、2018年12月31日に終了した事業年度について当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に支払われたかまたは割り当てられた報酬全体を構成する固定、変動および特別項目ならびに一切の手当を株主総会にて承認した。

また株主は、任命報酬委員会の勧告に基づき当社取締役会によって決定され、「第5 4 (5) ① (i) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」に記載される、2019事業年度について当社の会長兼最高経営責任者に割り当てられる、報酬全体の項目および現物給付すべてに関する決定、分配および割当ての方針および基準を承認した。

かかる原則および基準は以下のとおりである。

- ・総額450,000ユーロの年間固定報酬の支払い
- ・社用車を現物給付とする規定
- ・強制退職の場合のパフォーマンス基準の達成度に基づく退職金
- ・取締役報酬を含むその他の報酬項目または一切の手当の不存在

(iii) 取締役の報酬総額

以下の表は、2017事業年度と2018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。2018事業年度中、取締役の任務に対して支払われた特別報酬またはその他の報酬はなかった。

2018年12月31日現在在任中の取締役（単位：ユーロ）	2017年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽¹⁾
オリヴィエ・アペール	40,046	39,186
フランス政府予算に組み入れられた報酬	28,032	22,397
フィリップ・クルゼ	48,548	41,744
ワークグループのメンバーとしての報酬 ⁽²⁾	7,500	0
モーリス・グルドー・モンターニュ ⁽³⁾	n.a.	21,400
フランス政府予算に組み入れられた報酬	n.a.	21,400
ブルーノ・ラフォン	42,033	37,907
ワークグループのメンバーとしての報酬 ⁽²⁾	7,500	—
ブルーノ・レシュヴァン	38,041	36,628
フランス政府予算に組み入れられた報酬	38,041	30,224
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	48,064	45,581
フランス政府予算に組み入れられた報酬	48,064	45,581
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	79,066	49,419
ワークグループのメンバーとしての報酬 ⁽²⁾	30,000	—
ローランス・パリゾ	48,548	39,826
ワークグループのメンバーとしての報酬 ⁽²⁾	7,500	—
クレール・ブディニ	40,530	39,826
ワークグループのメンバーとしての報酬 ⁽²⁾	7,500	—
ミシェル・ルソー	19,566	37,907
フランス政府予算に組み入れられた報酬	19,566	37,907
マルタン・ヴィアル	40,547	39,826
フランス政府予算に組み入れられた報酬	40,547	39,826
合計	444,989	429,249

n.a. = 該当なし。

- (1) 事業年度における支払額には、前事業年度の固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度の固定部分の50%が含まれている。
- (2) ワークグループへの参加については、下記「取締役報酬の予算および分配」の記述を参照。
- (3) 2017年9月20日より取締役。モーリス・グルドー・モンターニュ氏に割り当てられた2017事業年度の取締役報酬は、2018年初めに支払われた。

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推薦を受け株主総会において選任された取締役かつフランスの公務員である取締役に割り当てられる取締役報酬は、フランス政府予算に組み入れられる。

フランス政府の推薦に基づき株主総会において選任されたが公務員ではない他の取締役について、経済・財務担当大臣による2018年1月5日付決定（2014年8月20日付政令第6-V条に基づき導入された2014年12月18日付決定を修正する2018年1月5日付決定の規定は、2018年2月1日から適用された。以前は、2014年12月18日付決定が、これら取締役に割り当てられた報酬の30%までを取締役に支払い、残りの70%をフランス政府予算に計上することを規定していた。）は、当社が取締役に割り当てた報酬の15%をフランス政府予算に計上し、残りの85%を取締役に支払うことを規定する。

2014年8月20日付政令第4条に基づき任命されたフランス政府を代表する取締役については、その職務の遂行に対して支払われるべき一切の報酬はフランス政府予算に組み入れられる。

任命報酬委員会の意見書の提出ならびに1953年8月9日付命令第53-707号第3条に基づいた経済担当大臣の承認を受け、取締役会は、取締役会によって承認された配分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配分に関する現在の設定が設定された。かかる設定は、2018年1月24日に取締役会によって再度検討され、確認された。予算総額は、それぞれ予算の半分に値し、固定部分と変動部分に配分されており、以下のように配分される。

- ・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）に基づく変数係数を適用することによって設定される。取締役会議に取締役が出席した場合には係数2を、委員会の会議に取締役が委員として出席した場合には係数1を、さらに委員会の委員長である場合は係数2を用いる。係数の単価を設定するため、変動部分は該当事業年度の係数の合計で除される。当該事業年度の変動部分は翌事業年度の初めに全額が支払われる。

2017年5月18日に開催された株主総会は、取締役会の勧告を受け、社外取締役のワークグループがフェッセンハイム発電所を閉鎖するプロジェクトに関して2016事業年度および2017事業年度に行った業務についての報酬を含み、2017事業年度については500,000ユーロとすることを承認した（2016年6月3日、取締役会は、AFEP-MEDEF規約において定義される社外取締役である取締役（ルウィネ氏、パリゾ氏、プディニ氏、クルゼ氏およびラフォン氏）によって構成され、ルウィネ氏が議長を務めるワークグループに対して、EDFとフランス政府の間で行われるフェッセンハイム発電所の早期閉鎖に関する協議を監視すること、および取締役会が審議を行うために取締役会に提出する前にフランス政府との間で締結される補償契約の条件の検討を委任することを決議した。かかるワークグループは、2016年および2017年において複数回招集され、フランス政府とEDFの間の和解契約書案に関する意見書を作成し、取締役会の承認を得るために提出された。）。

2018年5月15日に開催された株主総会は、取締役会の勧告を受け、株主総会で新たな決定がなされるまで、2018事業年度以降についての取締役報酬の年間予算を500,000ユーロで維持することを決定した。かかる報酬額について、2018年2月15日の取締役会は、適用ある配分規則に従い、取締役会が臨時報酬または特別報酬を割り当てることを決議した場合にのみ支払われる60,000ユーロのバッファを有するために、取締役報酬の年間予算のうち440,000ユーロを取締役に支払い続けることを決議した。

② ストック・オプション－無償株式

当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない（すべての従業員のために当社によって実施された制度の恩恵を受ける可能性がある従業員により選出された取締役を除く。）。

5【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの状況】

① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF規約（2018年6月に改正された規約。）を締結している。かかる規約は、EDFに適用される特別な法令および規則の規定に従い、フランス商法第L.225-37-4条（企業の役員および執行役員の報酬に関する2008年10月のAFEP-MEDEF勧告について検討した上で、2008年12月17日開催の当社取締役会において、かかる勧告がEDFのコーポレート・ガバナンス・アプローチに沿っており、既に当社が実施しているものであるとして承認した。）に基づく当社のコーポレート・ガバナンス規約である。

かかる特別な法令および規則は、EDFが国有企業であることならびに特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用に基づき、本書に詳細が記載され、具体的に以下の事項に関するものである。

- ・取締役会の構成員（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）
- ・EDFの会長兼最高経営責任者の任命条件および業務執行管理の方法（「第5 5（1）②（ii）業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）
- ・会長兼最高経営責任者の報酬の設定条件（「第5 4（5）①（i）（イ）報酬の設定条件」を参照。）

上記の特別な法令および規則に加えて、以下の表において、当社が適用していないAFEP-MEDEF規約勧告および関連する説明事項を示している。

AFEP-MEDEF規約勧告	当社の状況	説明	本書における 関連箇所
取締役会の期差による再選 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。」	2019年に開催された株主総会から実施される、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府を代表する取締役を除く取締役会の半数について、隔年の期差による再選に向けて、EDFの定款第13条を改訂するために、2018年5月15日に株主総会が招集された。	かかる期差による再選は、2019年5月16日の株主総会で実施された。	「第5 5（1）②（i）取締役の在任期間—取締役会の期差による再選」を参照。
執行役員の継承計画 勧告16.2.2： 「任命委員会（または臨時委員会）は、執行役員の継承計画を策定する。」	取締役会内部規則は、執行役員の予期せぬ継承または任期が終了した場合の継承を見越して、任命報酬委員会に継承計画を確実に保持することを規定する。それにもかかわらず、同委員会には、会長兼最高経営責任者の活動範囲についての継承計画は検討していない。	フランス憲法第13条の規定に従い、EDFの会長兼最高経営責任者は、フランス国民議会および上院の常任委員会の意見に基づき、取締役会の勧告を受け、フランス大統領令により任命される。	「第5 5（1）②（ii）業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。

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推薦に基づき任命された取締役は、支払われるべき取締役報酬の85%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）①（iii）取締役の報酬総額」および「第5 4（4）取締役による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。
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）①（i）会長兼最高経営責任者の報酬総額」および「第5 4（5）②ストック・オプションー無償株式」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任の度合および取締役が職務遂行に費やすべき時間に対して適切である限りにおいて、当社はこれを重要であると考えている。	「第5 4（5）①（iii）取締役の報酬総額」を参照。

② 取締役会の機能

取締役会内部規則は、取締役会の機能の原則、ならびに取締役会およびその専門委員会が付託された任務を遂行する際の条件について規定している。また、会長兼最高経営責任者の任務および権限についても規定している。

取締役会内部規則は、特に法令および規則等の変更ならびにAFEP-MEDEF規約の改正を考慮して、定期的に改訂される（「第5 5（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）。

（i）取締役の在任期間－取締役会の期差による再選

上記2014年8月20日付政令により規定されたオプションに従い、2014年11月21日開催のEDF株主総会において、当社の定款が改正され、取締役の任期を4年に短縮した。例外として、2014年11月21日開催の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とするものとし、また2014年11月21日開催の株主総会によって任命された取締役の任期は、2019年5月16日に招集された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（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）。

2014年8月20日付政令の実施に関する2014年8月20日付命令第2014-949号第2条の規定に従い、フランス政府の代表は、取締役と同じ任期（すなわち4年の任期）で任命される。EDFの取締役会においてフランス政府を代表する取締役であるマルタン・ヴィアル氏の任期は、2018年11月20日に満了したが、経済・財務担当大臣による2018年11月21日付決定によって更新された。

2018事業年度の財務書類を承認するために招集された2019年の株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（整数に四捨五入される。）が2年ごとに更新され、当該取締役に関する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が周期的に交代し、更新することを規定するために、2018年5月15日の株主総会は、EDFの定款第13条を改訂した。かかる期差による再選は、2019年5月16日の株主総会において実施された。

株主総会により任命された取締役は、いつでも株主総会により解任することができる。公共部門の民主化に関する法律第12条の規定に従い、従業員により選任された取締役は、その職務遂行に重大な懈怠があった場合、取締役の過半数の要請による略式手続の形で、大審裁判所所長の命令により個別に解任することができる。ただし、重大な意見の相違により当社の運営が中断される場合、株主総会により宣告される解任は、従業員の代表に適用される可能性がある。フランス政府の代表が辞任により職務を終了する場合、または任命された理由である資格を喪失した場合、残りの任期にかかわらずいつでも交代させることができる。

(ii) 業務執行管理の方法ならびに会長兼最高経営責任者の任命および権限

2014年8月20日付政令第18条により規定されたオプションに従い、EDFの定款は、取締役会会長が当社の業務執行管理者であり、その役職名は会長兼最高経営責任者であると定めている。したがって、当社の定款は業務執行管理体制の「非分離」について規定している。取締役会内部規則、とりわけ同規則が最高経営責任者の権限に課す制限は、当社の経営管理に必要な柔軟性、有効性および反応性を維持する一方で、当社の利益のために会長兼最高経営責任者と取締役会との間に適正なバランスを保つために策定された。

EDF会長兼最高経営責任者は、取締役会の推薦を受け、フランスの大統領令により任命され、また、2014年8月20日付政令第20条に従って大統領令により解任することができる。フランス憲法第13条に従い、会長は、フランス国民議会および上院の常任委員会の見解に基づき、任命される。かかる手続の終了時にジャン・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。

2019年2月14日付プレスリリースでフランス大統領は、フランス憲法第13条に規定される条件に従い、フランス国民議会および上院の適格な委員会の意見に基づき、当社の会長兼最高経営責任者としての任期が2019年5月16日に招集された株主総会の終了時に満了したジャン・ベルナル・レヴィ氏の任期の更新を検討する意向であることを示した。

2019年5月16日付の株主総会の後、同日付で開催されたEDFの取締役会において、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は当社の会長兼最高経営責任者（*Président par interim*）に任命された。2019年5月22日付フランス大統領令の公布に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏はEDFの会長兼最高経営責任者に任命された。

会長兼最高経営責任者が不在となる場合、2014年8月20日付政令第21条に従い、フランス政府は、新しい会長兼最高経営責任者が任命されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる（これに従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令により、2014年11月23日より臨時に当社の会長兼最高経営責任者に任命された。）。

公共部門の企業に関連する法律の特別な規定、および法律または定款が明示的に取締役会または株主総会のために留保する権限ならびに内部規定として取締役会内部規則に定める会長兼最高経営責任者の権限の制限（下記「第5 5（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）に従い、会長兼最高経営責任者は、会社の目的の範囲内であらゆる状況において当社を代理して行為する最も広範な権限を付与されている。会長兼最高経営責任者は取締役会の業務を組織し、監督し、これについて株主総会に報告する。会長兼最高経営責任者は、当社の機関が適切に機能しているかを監督し、特に、取締役の職務遂行能力を確保する。

(iii) 取締役会の権限および義務

取締役会は、適用ある法令および規則の定めに従い、当社の利益に鑑み必要とされるたびに招集される。取締役会内部規則に従い、取締役会は、特別セミナーの一環として当社および当グループの戦略について議論するために年に1回開催される。また、取締役会内部規則に基づき、会長兼最高経営責任者が不参加の会議（非公開の会議）が毎年開催され、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会委員長が議長を務める。

法律に従い、取締役会は当社の事業戦略を決定し、その遂行を監督する。取締役会は、その活動の社会的問題および環境問題を考慮しつつ、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。

取締役会は、（場合により）1つまたは複数の適格な委員会による調査後、年間予算、中期計画、当社が発表した戦略の一部ではない重要な業務、複数年にわたるエネルギー計画の目的を満たすために当社または当グループが実行する活動を提示する企業戦略計画（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、核燃料サイクル、ガスおよび再生可能エネルギーの初期工程および最終工程の運営に関連する当グループの戦略ならびに公共サービス契約について審議する。取締役会は、あらゆる種類のリスクならびに気候変動に関連するリスクおよび機会、当該リスクによる当グループの活動への影響およびその結果として講ずる措置を検討する。

取締役会内部規則に従い、取締役会は、以下の取引をその実行前に承認する独占的権限を有する。

- ・ 350百万ユーロを上回り、当社または当グループの全体的な財務上のエクスポージャーに相当する、当社または当社子会社の1社によって行われる外部的成長の取引（投資、合併および買収）、投資引揚、本業の成長の取引および株式売上の取引。当社または当グループの戦略的方針に一致しない取引については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。
- ・ 1プログラムにつき350百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業プログラム。
- ・ 200百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる不動産取引。
- ・ 50億ユーロ（またはその他通貨での同等の金額）を上回る場合の一定の金融取引（長期借入、債務管理、証券化取引またはヘッジ取引）。

- ・ 350百万ユーロ以上、または、当該契約が当グループの新たな戦略的方針もしくは事業ラインに該当するものである場合には200百万ユーロから350百万ユーロまでの金額（必要なその後の改訂契約を含む。）を伴う当社が締結した契約および同意（供給品、製品またはサービスに関するもの）。
- ・ 年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社子会社の1社が締結した、エネルギーの購入もしくは販売または二酸化炭素排出権および割当量に係る長期契約。
 - －10TWhの電力。
 - －20TWhのガス（5TWh超20TWh未満のガスの購入または販売に係る長期契約については、その署名後に取締役会において詳細な情報が報告されなければならない。）。
 - －炭素、燃料油ならびに二酸化炭素排出権および割当量については250百万ユーロ。
- ・ 当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における1社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる、当社が締結する戦略契約。

取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産の形成、管理およびリスク管理についての方針の枠組みを定め、特に資産負債管理、および資産割当戦略について決定を行う。原子力監視委員会が専用資産について非上場資産への投資に関する計画に関して否定的な意見を示した場合、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する（「第5 5（1）③（ii）原子力監視委員会」を参照。）。

フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当社の方針について毎年検討し、当社が無差別政策および多様化政策（特に執行機関における男女平等の均衡）を実施していることを保証する。最後に取締役は、フランス労働法第L.2323-10条に従い、EDF中央企業委員会の承認を必要とする当社の戦略目標を定める。

(iv) 取締役の独立性の審査

取締役の合計人数	18
社外取締役の人数	5
社外取締役の割合*	41.7%

*従業員を代表する取締役は除く。

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約は、支配株主を有する会社において、取締役会の定員のうち3分の1以上を社外取締役とすることを推奨しており、社外取締役の比率の算定において従業員を代表する取締役は考慮されない旨を規定している。

以下の表は、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準をまとめたものである。

独立性の基準**基準1：過去5年間で従業員または役員であるか否か**

現在または過去5年間に、当社の従業員もしくは執行役員、当社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役、または当社の親会社もしくは当該親会社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役ではないこと。

基準2：取締役相互派遣関係

当社が直接的または間接的に取締役のポジションを保有する会社、または従業員が取締役に任命されたかもしくは当社の執行役員が（現在もしくは5年以内に）取締役である会社の執行役員ではないこと。

基準3：重要な取引関係

当社もしくは当グループの顧客、供給業者の従業員、事業銀行員、取引銀行員もしくは重要なコンサルタント、または当社もしくは当グループがその事業の大部分を占める顧客、供給業者の従業員、事業銀行員、融資銀行員もしくは重要なコンサルタントではないこと。当社または当グループとの関係の性質が重要かまたは重要でないかの評価は、取締役会によって審議され、かかる評価に至った定量的および定性的な基準は年次報告書に記載される。

基準4：家族関係

役員と近親関係にないこと。

基準5：法定監査人

過去5年間に、当社の法定監査人ではないこと。

基準6：12年超の在任期間

当社における取締役の在任期間が12年を超えていないこと。社外取締役としての地位は12年間の任期の終了時に失われる。

基準7：変動報酬またはパフォーマンスに基づく報酬

現金もしくは有価証券での変動報酬または当社もしくは当グループのパフォーマンスに関連する一切の報酬を受け取らないこと。

基準8：大株主

当社または当社の親会社の大株主である取締役は、当社の支配権を破棄した時点でその独立性を認められる。しかし、持分または議決権が10%の基準を超えた場合、取締役会は、当社の保有持分および潜在的な利益相反の存在を考慮して、その独立性の資格を組織的に検討するものとする。

取締役の独立性の審査

取締役会は、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準に照らし、取締役の個人の状況を毎年検討する。また、取締役の状況に変更があった場合、その取締役の独立性の検討を正当化する決定を行うために当年中に取締役会が招集される場合がある。

2018年において、2018年11月29日に開催されたガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会の合同会議では、ローランス・パリゾ氏のCitibankにおける新たな役職について、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準に照らし、同氏の状況が検討された。2018年12月14日に開催された取締役会は、両委員会の意見に基づき、パリゾ氏の社外取締役としての資格が問題になるような個人の状況の変化がないことを強調した。特に、パリゾ氏が会長兼業務執行取締役を務めるCitibankとEDFグループの間の取引関係について、取締役会は、EDFグループとCitiグループの取引の性質および規模に関する交差分析を行い、EDFとCitibankの間に重要な取引関係がないことおよびこの2つのグループ間の取引関係に依存性または排他

性がないことが明らかになった。さらに、パリゾ氏がEDFに関連する会議、討議または一切の業務に参加しないようにCitibank内で取決めがされている。

2019年2月7日開催の合同会議で、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮して、株主総会により任命された取締役の個々の状況について年1回の見直しを行った。

両委員会は、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が執行役員であるため社外取締役としてみなされないことを述べた（基準1）。

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6条に従い、フランス政府の推薦により任命された取締役は、同政令に基づき、「株主としてのフランス政府の利益を表す」。AFEP-MEDEF規約に定められた基準に基づき、かかる取締役は社外取締役としてみなされない（基準8）。

EDFの大株主の代表として、2014年8月20日付政令第2条の規定に基づき任命されたフランス政府代表の取締役についても同様である（基準8）。

最後に、従業員を代表する取締役は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、審査の対象ではない。

取引関係について、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会は、AFEP-MEDEF規約に規定される基準3に照らし、ルウィネ氏、パリゾ氏、プディニ氏、クルゼ氏およびラフォン氏の状況を検討した。

両委員会の勧告に従い、当社取締役会は、2019年2月14日開催の会議で、取締役の独立性の年次評価を行い、ルウィネ氏、パリゾ氏、プディニ氏、クルゼ氏および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、社外取締役として確認した。

特に、両委員会は、当社と取締役が役員または管理職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2018年において当社と当該企業との間で記録された売上に基づく。）ならびに定性調査（当該企業における取締役の役職、経済的依存性および独占権等に基づく。）を行った。調査の結果、取締役が役員もしくは管理職を務める企業または所属するグループはいずれも当グループの重大な顧客、供給業者、事業銀行、取引銀行または重要なコンサルタントに該当せず、またEDFが当該企業またはそれらのグループの重大な顧客または供給業者に該当しなかった。かかる分析に基づき、社外取締役と分類した各取締役に関して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

2019年3月15日現在、以上により、当社の取締役会においては、AFEP-MEDEF規約に従って算定した場合、12名の取締役中、5名が社外取締役であり、社外取締役の比率は当該規約の勧告を上回り、41.7%（従業員を代表する取締役を除く。）となる（「第5 4（1）①取締役会の構成員」を参照。）。

以下の表は、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約に基づき独立と分類された役員の状況を示している。

	基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6	基準7	基準8	分類
フィリップ・クルゼ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
ブルーノ・ラフォン		×	×	×	×	×	×	×	独立
コレット・ルウィネ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
ローランス・パリゾ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
クレール・プディニ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立

×：基準を満たしていることを意味する。

（v）取締役会およびその委員会の機能の審査

AFEP-MEDEF規約の条項に基づき、取締役会内部規則は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会が毎年、取締役会の機能の審査について監督を行い、改善の必要な分野について提言することを定めている。したがって、取締役会は毎年1回、かかる審査を議題の1つとし、取締役会の有効性を向上させ、重要な課題が適切に取り上げられ検討されていることを確保するため、取締役会の機能およびその委員会の機能について検討している。

また、3年ごとに、上記審査を外部のコンサルタントが行い、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会がこれを監督している。

2016年の3か年審査

2016年の審査は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の監視の下、入札後に選定された外部の専門企業によって実施された。審査は2016年末および2017年の初めに実施された。

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実施された。外部企業がアレンジした各取締役との個別かつ内密の会議が行われた。

かかる審査の結果は、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会において検討され、取締役会に提示された。その後取締役会は、改善すべき分野として認められたものを取り上げ、3か年審査において取締役が示した期待についてより詳しく議論するために特別職場会議を2017年度下半期に開催した。

2018年年次審査

当社および取締役会に関する現在の問題ならびにこれまでの審査中に取締役が示した期待を考慮して毎年更新される詳細な質問表により、2018年内部年次審査が実施された。かかる質問表は、取締役に送付する前にガバナンスおよび企業の社会的責任委員会によって精査された。かかる質問表は、取締役の回答の統計的なモニタリングを可能とする選択回答式の質問と、取締役が詳細な回答を行い、定性的な見解を提供し、変革を提案することができる自由回答式の質問の両方を含んでおり、取締役ににより無記名で記入され、その後取締役会の事務局により分析される。

かかる審査は、以下の分野が対象であった。

- ・取締役会会議および委員会会議の開催ならびに管理
- ・議題および提供された情報の分析
- ・取締役会および委員会の作業方法ならびに取締役会と委員会の交流
- ・2018年に開催された取締役会の戦略的セミナーおよび非公開の会議に対するフィードバック
- ・取締役会と会長および経営幹部との関係ならびに会長と取締役会の間の権限の均衡に関する評価
- ・特に2019年における取締役会の再選に向けて、当社のガバナンスに対する個別意見、期待および提案

かかる審査の結果は、2018年11月29日のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の審査を経て2019年2月14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おり、かかる審査の対象であったテーマの大部分について全体的な満足度が上昇した。取締役会に提供された情報は、満足のいくものであった。取締役は委員会の機能に満足しており、委員会の活動が取締役会の意思決定に役立つと考えている。取締役は、2018年に開催された戦略的セミナーを評価した。取締役会と会長兼最高経営責任者の間の権限の均衡は、満足のいくものとみなされ、また、取締役会内部規則は、そのニーズに沿っているものとみなされた。概して、取締役の大多数は、コーポレート・ガバナンスに関する良好な活動について取締役会の機能に満足しており、さらに改善していると考えた。

取締役が改善すべき分野として認めたものの中には、2019年における当社のパフォーマンスおよび価値創成の監視を改善すること、討議により多くの時間を配分するために議題についてのプレゼンテーションの時間を短縮すること、および非公開の会議を年1回開催し続けることが含まれていた。

(vi) 取締役への情報提供および研修—デジタル化

会長兼最高経営責任者は、取締役がその職務を遂行するために必要な情報を有することを保障する。当該情報は、取締役が最善の状況下で業務を行うことを可能にするために取締役に速やかに提供される。

取締役会内部規則の条項に従い、取締役会は、当社および当グループの財務状態、資金状態および貸借対照表上のコミットメントの情報、年次および半期の財務書類が発表される時期の当社の主要子会社の業績、ならびに調達に関する方針および人事方針等の情報を定期的に受領する。取締役会は、当社の市場の変化、競争環境ならびに企業の社会的責任、社会的責任および環境面における責任の分野を含む、当社が直面する主要な課題について定期的に報告を受けている。

当グループの主要な事業分野の現状、市場の動向、ならびに経済、金融および制度的環境について記載した文書が取締役会に定期的に提出される。また当社は、各取締役会の間に適切である情報、特に緊急または重要な事項に関する情報を取締役会に提供する。

取締役は、上記により得た情報を、取締役会の議題となっている課題を審議するために当社または当グループの上級執行役員との面談により補足することができるが、会長が出席する必要はない。

各取締役は、当社および当グループの特性、事業活動および活動分野における追加研修を受けることができる。さらに、複雑な事案または戦略的に重要な主要事案および取締役が要求する研修については、説明会が設けられる。2018年において、EDF貯蔵計画の開始に伴い、電力貯蔵に関する取締役会の特別情報会議が開催され、取締役は、EDFの研究開発施設およびイタリアにおけるEdisonのガス火力発電所を訪問した。

取締役会は、2016年から取締役会および委員会の書類を円滑に、速やかにかつ安全に入手することを可能にするデジタル管理プラットフォームを活用している。

(vii) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、当社の利益のために行うこと、利益相反（「第54（3）①利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告することおよび利益相反の可能性のある決議事項においては議論への貢献および議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を履行すること、命令を勤勉にかつ責任感を持って遂行することならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守

することを含む義務に従うことを規定している。業務を行うために必要な書類および情報の開示を確保する権利に加えて、取締役は職務を遂行するために必要であると考える情報を要求する責任を負う。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

取締役会内部規則に従い、各取締役は、役職の兼務について個人の状況がフランス商法に遵守していることを保証する責任を負う。会長兼最高経営責任者もまた上場会社における任命を受諾する前に取締役会に報告する必要がある。

(viii) 2018年度における取締役会の活動

	2017年	2018年
会議の回数	11 ⁽¹⁾	9 ⁽¹⁾
平均出席率	90.9%	92.0%
会議の平均時間	3時間10分	3時間25分

(1) かかる会議の回数に加えて、1日限りの社外の戦略的セミナーも開催された。

以下の表は、2018事業年度中の取締役の個別の出席率を示している。

2018年12月31日現在在任中の取締役	2018年における平均出席率
ジャン・ベルナル・レヴィ	100%
オリヴィエ・アペール	88.9%
クリスティーヌ・シャボティ	88.9%
ジャッキー・ショラン	100%
フィリップ・クルゼ	77.8%
クリストフ・キュビリエ	77.8%
モーリス・グルドー・モンターニュ	66.7%
ブルーノ・ラフォン	88.9%
ブルーノ・レシュヴァン	88.9%
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	100%
コレット・ルウィネ	88.9%
マリー・エレヌ・メイリン	100%
ローランス・パリゾ	100%
クレール・プディニ	100%
ジャン・ポール・リニャック	100%
ミシェル・ルソー	88.9%
クリスチャン・タクシル	100%
マルタン・ヴィアル	100%

2018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、貯蔵計画、電力構成に関する長期的な産業問題および社会的問題、EDF RenouvelablesによるスコットランドにおけるNeart na Gaoitheの洋上風力発電所を稼働させるための会社の取得（「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables」を参照。）ならびに太陽光発電および風力発電のプロジェクトのためのブラジルにおける入札への参加、複数の陸上風力発電および洋上風力発電のプロジェクト、サンナゼール、フェカンおよびクルル・シュル・メールのフランス洋上風力発電プロジェクトに関する建設契約の前提条件に基づく署名、英国における風力発電ポートフォリオの49%の売却、当グループのダンケルクLNGならびにSofiloおよびEDFによる不動産資産ポートフォリオへの参加、核燃料サイクルの戦略および再処理ウランのリサイクル分門の回復（「第2 3（2）①（i）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）、EnedisによるLinkyプロジェクトの継続的な展開、「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」（「大改修」）プログラム、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトおよびジェイタプールのプロジェクトの進捗（「第2 3（2）①（i）（ロ）原子力発電所の操業および技術的実績」、「第2 3（2）⑤（i）英国」および「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）、EDF TradingとJERAの間のパートナーシップのGNLプロジェクトの延長（「第2 3（2）⑥（ii）ガス事業」を参照。）、原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告書を更新する2018年年次文書に含まれる内部統制報告書および構成の方針に関する更新された参考資料、専用資産に関する金融

リスクの管理および統制（「第5 5（1）③（ii）原子力監視委員会」を参照。）、EDFの職業上の平等および同一賃金に関する方針ならびに当グループの統治機関における女性化の結果、気候変動に関連する企業の社会的責任、リスクおよび機会、EDFの注意計画、EDF中央企業委員会との協議を目的としたEDFの戦略目標、EdisonおよびFramatomeの結果ならびに見通し、ならびに原子力安全・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2017年報告書等の事項の検討および／または承認を行った。

年次戦略セミナーにおいて、取締役会は、欧州のエネルギーおよび気候の政策、デジタル変革、当グループの企業の社会的責任、持続可能な開発および利害関係者からの期待へのコミットメント、「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）」イニシアチブの結果、ならびにCAP2030の進捗（「第2 3（1）②（vii）CAP2030の成功要因」を参照。）について検討し、議論した。

③ 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会全体への提出前に一定のプロジェクトの検討および準備を担う5つの委員会を設置している。かかる専門分野別の委員会は、監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会ならびに任命報酬委員会である。

各委員会の構成員、機能および任務は、取締役会内部規則の規定による。

各委員会は、取締役会により選出された取締役を3名以上含み、取締役会が各委員会の委員長を任命する。当社の定款により、各委員会は、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。

2019年3月15日現在、取締役会の各委員会の委員長は、以下のとおりである。

- ・戦略委員会については、ジャン・ベルナル・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、フィリップ・クルゼ氏
- ・ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会については、コレット・ルウィネ氏
- ・任命報酬委員会については、ブルーノ・ラフォン氏

各委員会の構成については、下記に記載する。

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総統制部長は、各委員会会議に出席することができる。

かかる委員会の取組みは、年間プログラムにおいて組織されている。かかる会議は、書面の議事録により記録され、各委員会の委員長は次回の取締役会にて口頭で報告する。

取締役会内部規則は、取締役会の議題において各委員会の検討事項が含まれている場合、当該委員会が取締役会の前に十分な時間を設けて委員会を開催しなければならないと規定している。

各委員会は、会長兼最高経営責任者を含む当社執行役員が委員会の会議に参加することを要請することができる。また、各委員会は、取締役会に報告することを条件として、当社の従業員または従業員でないその他の関係者の参加を要請することができるが、かかる参加に関して会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。各委員会は、取締役会に報告することを条件として、議題について外部の専門的な助言および調査を当社の負担で要求することができるが、かかる要求に関して会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。

2018年における委員会全体の平均出席率は93.3%であった。各委員会の平均出席率および各委員の個別の出席率は下記に記載する。

(i) 監査委員会

構成員

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、社外取締役の3分の2を含み、当社執行役員を含まない。

以下の表は、2019年3月15日現在の監査委員会の構成員の概要である。

監査委員会の構成員

マリー・クリスティヌ・ルプティ	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
ジャッキー・ショラン	委員	従業員により選任された取締役
フィリップ・クルゼ	委員	株主総会により任命された社外取締役
コレット・ルウィネ	委員	株主総会により任命された社外取締役
マリー・エレーヌ・メイリン	委員	従業員により選任された取締役
ジャン・ポール・リニャック	委員	従業員により選任された取締役
クリスチャン・タクシル	委員	従業員により選任された取締役

2018年において、バリゾ氏は、2018年10月に会長兼業務執行取締役に就任したCitibankのコンプライアンス方針を考慮して監査委員会から退く旨の希望を示した。

委員数	7
社外取締役の人数	2
社外取締役の割合*	66.67%

*従業員を代表する取締役を除く。

フランス商法第L.823-19条に、監査委員会委員のうち1名以上は、専門的な財務会計能力を有し、かつ取締役会により規定され公表された基準に照らして独立性を有する者であることと規定されている。また、AFEP-MEDEF規約においても、監査委員会の委員は専門的な財務会計能力を有することと勧告されている。

2014年12月10日開催の合同会議において、倫理委員会および任命報酬委員会は、コレット・ルウィネ氏およびフィリップ・クルゼ氏の状況を検討し、通知書を取締役に提出した。2014年12月10日開催の取締役会において、当該取締役は、フランス金融市場監督局（AMF）がその2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書において勧告した基準に照らして、専門的な財務会計能力を有していると判断された。2019年2月14日、取締役会はまた、コレット・ルウィネ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資格を確認した。したがって、当該委員会委員の2名は、フランス商法第L.823-19条において言及されている能力および独立性の両方の基準を満たしている。

任務

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定に従って与えられた職務を取締役会の監視の下遂行する。同条に基づき、監査委員会は主として以下の職務を与えられている。

- ・財務情報の作成過程の監視およびその整合性を保証するための勧告
- ・会計および財務情報の作成および処理過程について、内部統制、リスク管理および内部監査システムの有効性の監視
- ・法定監査人の職務遂行の監視、法定監査人の独立性の確保およびフランス商法第L.822-11-2条において言及されている業務に関する規定の承認

監査委員会は、職務遂行のために以下について審査し、取締役会に意見を提出する。

- ・当社の財務状態、中期計画およびその予算
- ・未監査および連結の年次財務書類および半期財務書類ならびに関連財務書類報告書
- ・リスクおよび内部統制の監視（当グループのリスク分類、社会的リスク、環境リスクおよび気候変動リスク等のすべての分野におけるリスクの検出、予想および管理の手法ならびに内部統制プロセスの構築および評価）
- ・監査（年次監査プログラム、監査によって発見された主要な所見および是正措置ならびにかかる措置の実施の監視）
- ・法定監査人の監視（法定監査人の選定手続の調整、会計監査役高等評議会の所見および結論を踏まえた法定監査人の職務遂行の監視（適用ある場合）、法定監査人の適用文書に規定される独立性の条件の遵守の確認、報酬額に対する意見、取締役会が2016年11月3日に承認した手続に基づく法定監査人による非監査手続の規定の承認）
- ・特に重要である外部的成長または売却の取引の財務面（「第5 5（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）
- ・保険、エネルギー市場に関するリスクおよび当グループの契約相手方の破産に関するリスクの方針

監査委員会による財務書類の審査は、財務書類の準備に関する基準、適用される基準枠、実施された監査手法および監査業務または限定的なレビューの結果を示す監査人による発表に付随して行われる。法定監査人は、年次および半期財務書類を検討する監査委員会の会議に加えて、リスク監視、内部統制および監査を検討する会議にも出席する。

監査委員会は、業務の一環として、法定監査人および経営陣ならびに企業財務部門、当グループのリスク統制部門および内部監査部門と定期的に接触している。

2018年の活動

以下の表は、2017事業年度および2018事業年度に関連する統計データを示す。

	2017年	2018年
会議の回数	5	5
平均出席率	92.5%	97.5%
会議の平均時間	3時間7分	3時間3分

以下の表は、2018年12月31日現在在任の監査委員会委員による2018事業年度の個別の出席率を示す。

監査委員会委員*	2018年における平均出席率
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	100%
ジャッキー・ショラン	100%
フィリップ・クルゼ	100%
コレット・ルウィネ	100%
マリー・エレーヌ・メイリン	100%
ジャン・ポール・リニャック	100%
クリスチャン・タクシル	100%

*パリゾ氏は、2018年11月6日まで監査委員会委員であった。同氏の2018年の個別の出席率は75%であった。

2018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関連財務書類報告書、法定監査人の2018年監査計画および監査結果の要点の発表、2019年度予算および2019年-2022年中期計画（MTP）、2018年度の財務書類の決算を目的とした資産価値の見直し、オフバランスシート・コミットメント、更新されたリスク分類、認識された優先リスク、リスク管理手法および改善イニシアチブの変更、2017年内部統制の自己評価の結果および内部統制変革プロジェクトに関する進捗報告書、内部監査および監査プログラムの概要報告書ならびに監査手続の改革の概要報告書、電力市場およびカウンターパーティー・リスク、供給業者のリスク、2018年-2019年の財務管理および金融リスク統制に関する契約、ならびに保険およびリスクの保険可能性に関する当グループの方針について検討した。

EDFの取締役会が2016年11月3日に承認した手続に基づき、監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが財務書類の証明以外のサービスを提供することを承認し、当該手続の条件に基づく事前承認手続の一環として提供されたサービスについての報告を受けた。

監査委員会は、2018事業年度中の委員会の議題について外部の専門的な助言を要求せず調査を命じなかった。

(ii) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2019年3月15日現在の原子力監視委員会の構成員の概要である。

原子力監視委員会の構成員		
フィリップ・クルゼ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
オリヴィエ・アペール	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
クリストフ・キュビリエ	委員	従業員により選任された取締役
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
マリー・エレーヌ・メイリン	委員	従業員により選任された取締役

ミシェル・ルソー	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
委員数		6
社外取締役の人数		1
社外取締役の割合*		25%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

原子力監視委員会（NCMC）は、長期の原子力費用の資金調達の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号の第9条の規定に従って設置された。

原子力監視委員会は、原子力負債の値および関連規定の変更を監視すること、専用資産に関する統制上の課題、資産と負債の整合に係る規則および戦略的配分に対する見解を發表すること、ならびに当社が構築した資産の管理の結果を確認し、かかる管理を専用資産の構成、管理および金融リスクの統制のための規則と確実に適合させることを課せられている。原子力監視委員会は、フランス環境法第L.594-1条に規定されている費用の資金調達のための内部統制手続について取締役会に対し意見を述べる。

同委員会は、取締役会に任命された独立した専門家（現在のNCFECの委員は、2016年11月3日にNCMCの推薦に基づき取締役会により3年任期で再任または任命された。）により構成された原子力財務専門委員会（NCFEC）の作業結果に依拠している。NCFECの任務は、資産と負債の整合および専用資産の管理に関する事項について当社およびその組織をサポートすることである。

最後に、同委員会は、非上場資産への投資に先立ち、単価が400百万ユーロを超えるプロジェクトおよび（投資の結果、当社が投資対象を全部連結することとなる場合）単価が200百万ユーロを超えるプロジェクト（不動産を除く。）に関して意見を述べる。同委員会が投資に関する計画に関して否定的な意見を示す場合、取締役会が当該計画を承認する独占的権限を有する。

2018年の活動

	2017年	2018年
会議の回数	3	4
平均出席率	94.4%	79.2%
会議の平均時間	2時間11分	1時間52分

以下の表は、2018年12月31日現在在任の原子力監視委員会による2018事業年度の個別の出席率を示す。

原子力監視委員会委員	2018年における平均出席率
フィリップ・クルゼ	100%
オリヴィエ・アペール	75.0%
クリストフ・キュビリエ	50.0%
マリー・クリスティヌ・ルプティ	100%
マリー・エレーヌ・メイリン	100%
ミシェル・ルソー	50.0%

2018年において、原子力監視委員会は、原子力引当金のカバー状況および割引率、帳簿上および簿外の専用資産のポートフォリオのパフォーマンス、EDFグループの資産を簿外の専用資産へ計上するために提案された手続および構成の方針に関する参考資料の更新、取締役会に承認される前の専用資産に関する金融リスクの管理および統制、原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告書およびそれに含まれる内部統制報告書の2018年度年次更新文書、フランス会計検査院による専用資産、投資決定および見通しに関する報告書の主要な結果（「第2 3（2）①（i）（ト）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）、第1世代の原子力発電所の廃炉プログラムおよび地層処分産業センターのプロジェクト（Cigéo）の進捗状況（「第2 3（2）①（i）（ニ）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）、ならびにラオスのナム・テウン・ダムにおける当グループの少数持分を専用資産に移行させる提案について検討した。

(iii) 戦略委員会

構成員

以下の表は、2019年3月15日現在の戦略委員会の構成員の概要である。戦略委員会の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。

戦略委員会の構成員

ジャン・ベルナル・レヴィ	委員長	会長兼最高経営責任者、株主総会により任命された取締役
オリヴィエ・アペール	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
ジャッキー・ショラン	委員	従業員により選任された取締役
モーリス・グルドー・モンターニュ	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
マリー・エレヌ・メイリン	委員	従業員により選任された取締役
ローランス・パリゾ	委員	株主総会により任命された社外取締役
ジャン・ポール・リニャック	委員	従業員により選任された取締役
クリスチャン・タクシル	委員	従業員により選任された取締役
マルタン・ヴィアル	委員	フランス政府を代表する取締役

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的目標、特に、複数年にわたるエネルギー計画の目標に従うために実行される活動が記載される企業戦略計画（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、EDF中央企業委員会の協議を目的として策定された当社の戦略的な目標、公共サービス契約（「第2 3（3）②フランスにおける公共サービス」を参照。）、戦略契約、提携およびパートナーシップならびに研究開発方針について、取締役会に意見書を提出する。

2018年の活動

	2017年	2018年
会議の回数	3	3
平均出席率*	100%	92.6%
会議の平均時間	3時間10分	2時間45分

*出席率は、（取締役も全員会議に参加することができるが）戦略委員会委員のみに基づいて算定された。

以下の表は、2018年12月31日現在在任の戦略委員会による2018事業年度の個別の出席率を示す。

戦略委員会委員	2018年における平均出席率
ジャン・ベルナル・レヴィ	100%
オリヴィエ・アペール	100%
ジャッキー・ショラン	100%
モーリス・グルドー・モンターニュ	100%
マリー・エレヌ・メイリン	100%
ローランス・パリゾ	66.7%
ジャン・ポール・リニャック	100%
クリスチャン・タクシル	66.7%
マルタン・ヴィアル	100%

2018年において、戦略委員会は、ジェイタプールのプロジェクトの進捗、当グループの研究開発方針、フランスの原子力分野の改革の一環であるOranoとの間の戦略的および産業パートナーシップおよび国際レベルでの閉鎖に関するOranoとの提携契約、EDFの商業戦略、当グループの人事方針の管理上の課題および社会的課題（「第2 3（1）②CAP2030の戦略における優先目標」を参照。）、2019年-2022年MTPの主要な前提、中央企業委員会との協議を目的として提案された戦略的目標、ならびに原子力産業部門のサービス事業者に関連する統制プロセスの情報更新について検討した。

(iv) ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会

構成員

以下の表は、2019年3月15日現在のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の構成員の概要である。

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の構成員

コレット・ルウィネ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
クリスティーヌ・シャボティ	委員	従業員により選任された取締役
ジャッキー・ショラン	委員	従業員により選任された取締役
ブルーノ・レシュヴァン	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
マリー・エレヌ・メイリン	委員	従業員により選任された取締役
クレール・プディニ	委員	株主総会により任命された社外取締役

委員数	6
社外取締役の人数	2
社外取締役の割合*	67%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、コーポレート・ガバナンスに関する課題を監督し、当社の組織を通じて、AFEP-MEDEF規約に規定される良いガバナンスの原則および規則の導入を確認する。同委員会は、取締役会の機能もしくは権限の変化または取締役内部規則に関して提言することができる。

同委員会は、特に気候変動、職業上の平等および同一賃金に関連する課題を当社がどのように考慮するか、また、特に当社の統治機関の男女比率の均衡について当社がどのように無差別政策および多様化政策を導入するかについて、倫理、コンプライアンス、企業の社会的責任および持続可能な開発の観点から、当グループのコミットメントおよび方針ならびにこれらの導入を検討する。

同委員会は、同委員会が認識したかまたは会長もしくは取締役会によって報告された利益相反の状況について検討し、意見を発表し、また、かかる状況について取締役会に報告する。同委員会は、取締役会およびその委員会の機能について年次審査を行っている。また、3年に1回、正式な審査を専門の外部のコンサルタントに委託し、同委員会はこれを監督する（「第55（1）②（v）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、毎年、任命報酬委員会とともに、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に照らして取締役の個人の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。監査委員会に新たな委員が任命された場合、同委員会は任命報酬委員会とともに、かかる委員の金融、会計および法定監査に関する専門知識を審査する。

2018年の活動

	2017年	2018年
会議の回数	7*	7**
平均出席率	92.9%	92.9%
会議の平均時間	1時間35分	1時間32分

*任命報酬委員会との1回の合同会議を含む。

**任命報酬委員会との2回の合同会議を含む。

以下の表は、2018年12月31日現在在任のガバナンスおよび企業の社会的責任委員会による2018事業年度の個別の出席率を示す。

ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会委員	2018年における平均出席率
コレット・ルウィネ	100%
クリスティーヌ・シャボティ	100%
ジャッキー・ショラン	100%

ブルーノ・レシュヴァン	57.1%
マリー・エレーヌ・メイリン	100%
クレール・プディニ	100%

2018年において、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は、企業の社会的責任および気候変動に関する課題、EDFの注意計画、2017事業年度の経営報告書に含まれているコーポレート・ガバナンスに関する情報、2017年の「My EDF」の内部調査の結果、2017年の倫理・コンプライアンス審査および2018年の優先事項ならびに当グループの警告システム、EDFグループのメディアエーターによる2017年の報告書、当グループおよびEDF財団の企業スポンサー方針、個人情報保護（GDPR）に関する欧州規則第2016/679号の導入についての当グループ組織、EDFグループの世界的な企業の社会的責任に関する新たな契約、職業上の平等および同一賃金に関する方針ならびに当グループの統治機関の女性化の結果、安全衛生および当グループの炭素排出量の目標の管理に関する当グループの方針および結果について検討した。また、同委員会は、取締役会およびその委員会の機能に関する2018年内部審査の基準として使用された質問表を検討し、取締役会に提出される前にかかる審査結果を検討した。

さらに同委員会は、取締役会が採用する前に、改訂された取締役会内部規則および取締役による経費の払戻しの方針を検討し、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に基づき取締役の独立性を検討し、また取締役1名の新たな役職に伴いその独立性を再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。

(v) 任命報酬委員会

構成員

以下の表は、2019年3月15日現在の任命報酬委員会の構成員の概要である。

任命報酬委員会の構成員

ブルーノ・ラフォン	委員長	株主総会により任命された社外取締役
クリスティヌ・シャボティ	委員	従業員により選任された取締役
コレット・ルウィネ	委員	株主総会により任命された社外取締役
マルタン・ヴィアル	委員	フランス政府を代表する取締役
委員数		4
社外取締役の人数		2
社外取締役の割合*		66.67%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

任命報酬委員会は、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して勧告または提案を提出する。同委員会は、必要に応じて潜在的な候補者の選定方法を監督し、かかる候補者にアプローチする前にかかる候補者に関する独自の調査を実施することができる。同委員会は、取締役に適用される多様化政策および必要に応じて会長兼最高経営責任者が提案した最高経営責任者代理に任命する候補者について、取締役会に意見書を提出することができる。同委員会は、役員および当グループの執行委員会の予期せぬ継承または任期が終了した場合の継承を見越して、継承計画を確実に保持するようにし、会長兼最高経営責任者は、かかる任務を遂行するために同委員会の業務に携わる。

任命報酬委員会は、報酬に関して、会長兼最高経営責任者ならびに（必要に応じて）最高経営責任者代理の報酬における固定、変動および特別項目ならびにすべての種類の手当の決定および配分のための原則および基準を検討し、当該原則および基準についての意見を提出する。任命報酬委員会は、かかる報酬および手当の協議および決定のために取締役会に意見書を提出する。同委員会委員長は、経済担当大臣からの承認を得るために、かかる意見書を提出する。同委員会は、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の監督に関する2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令を改正）で定める制限内で提言書を作成する。同命令の規定に従い、会長兼最高経営責任者の年間報酬は総額450,000ユーロを超えてはならない。

同委員会は、当グループの執行委員会および主要執行役員の報酬方針ならびに取締役に支払われる取締役報酬の配分にあたっての金額および条件について取締役会に意見書を提出する。

任命報酬委員会は、毎年、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会とともに、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に基づき取締役の個人の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。監査委員会に新たな委員が任命された場合、任命報酬委員会はガバナンスおよび企業の社会的責任委員会とともに、かかる委員の金融、会計および法定監査に関する専門知識を審査する。

2018年の活動

	2017年	2018年
会議の回数	4*	4**
平均出席率	100%	100%
会議の平均時間	16分	53分

*ガバナンスおよび企業の責任委員会との1回の合同会議を含む。

**ガバナンスおよび企業の責任委員会との2回の合同会議を含む。

以下の表は、2018年12月31日現在在任の任命報酬委員会による2018事業年度の個別の出席率を示す。

任命報酬委員会委員	2018年における平均出席率
ブルーノ・ラフォン	100%
クリスティーヌ・シャボティ	100%
コレット・ルウィネ	100%
マルタン・ヴィアル	100%

2018年において、任命報酬委員会は、報酬方針、長期インセンティブ計画、2017年の当グループ・マネージャーの報酬の変動およびマネージャーに適用される人材管理システムの結果について検討した。また、同委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針および2018事業年度の会長兼最高経営責任者の報酬について取締役会に意見書を提出した。

さらに同委員会は、取締役会が採用する前に、改訂された取締役会内部規則および取締役による経費の払戻しの方針を検討し、AFEP-MEDEF規約に規定される基準に基づき取締役の独立性を検討し、また取締役1名の新たな役職に伴いその独立性を再検討するためにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会との合同会議を2回開催した。

④ 経営幹部によって創設された機関

会長兼最高経営責任者は、当グループのすべての事業分野からの代表者を含む執行委員会による支援を受ける。

執行委員会は、当グループの経営上および戦略上の問題について決定、考察および議論を行う機関である。執行委員会は、当グループのすべての重要な基本的事項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。

2019年3月15日現在、執行委員会は、委員13名および秘書役で構成されていた。

(2) 【監査報酬の内容等】

① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

以下の表は、2018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	3,133 (381,411)	21.1	2,954 (359,620)	18.2
完全連結子会社 ⁽¹⁾	7,249 (882,493)	48.8	10,839 (1,319,540)	66.9
小計	10,382 (1,263,905)	69.9	13,793 (1,679,160)	85.1
非監査サービス⁽²⁾				
EDF	397 (48,331)	2.7	772 (93,983)	4.8
完全連結子会社 ⁽¹⁾	4,071 (495,604)	27.4	1,640 (199,654)	10.1
小計	4,468 (543,934)	30.1	2,412 (293,637)	14.9
合計	14,850 (1,807,839)	100	16,204 (1,972,675)	100

(1) その監査報酬が連結損益計算書に計上される完全連結子会社および被共同支配事業体。

(2) 適用法令および規則により要求されるサービス、および当グループからの要請に基づき提供されるサービス。非監査サービスとは、主に (i) フランス商法第L.225-102-1により要求される財務および会計情報または社会情報の、環境・社会情報に関する外部報告書、(ii) 事業体の売却に関連するサービス、(iii) 現地の法律により規定される税務サービス、ならびに (iv) 財務情報の作成と関連性のない業務プロセスのレビューならびに会計および情報システムのコンサルティングサービスを指す。

2017年の監査報酬

以下の表は、2017年において法定監査人およびそのネットワークが行った業務について支払われた費用を示している。

(単位：千ユーロ(千円))	Deloitteネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額 (税引後)	%	金額 (税引後)	%
監査				
法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	3,103 (377,759)	22.1	3,012 (366,681)	19.7
完全連結子会社	5,133 (624,891)	36.4	10,024 (1,220,322)	65.6
小計	8,236 (1,002,651)	58.5	13,036 (1,587,003)	85.3
非監査サービス				
EDF	906 (110,296)	6.4	778 (94,714)	5.1
完全連結子会社	4,944 (601,883)	35.1	1,473 (179,323)	9.6
小計	5,850 (712,179)	41.5	2,251 (274,037)	14.7
合計	14,086 (1,714,830)	100	15,287 (1,861,039)	100

②【その他重要な報酬の内容】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

③【外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

④【監査報酬の決定方針】

「第5 5 (2) ①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

第6【経理の状況】

a 本書記載のフランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）および連結子会社（以下、当社および連結子会社を合わせて「当グループ」という。）の原文の連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）に準拠して作成されている。また、本書記載の当社の原文の個別財務諸表は、フランスにおける諸法令および一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている。邦文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「邦文の財務書類」という。）は、原文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「原文の財務書類」という。）の翻訳に、下記の円換算額を併記したものである。当グループの財務書類の日本における開示については、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号。以下「財務諸表等規則」という。）第131条第1項の規定が適用されている。

邦文の財務書類には、財務諸表等規則に基づき、原文の財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2019年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝121.74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 S.A.（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	2018年度		2017年度 再表示 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	68,976	83,971	64,892	79,000
購入燃料およびエネルギー費用	8	(33,012)	(40,189)	(32,901)	(40,054)
その他の対外費用	9	(9,364)	(11,400)	(8,739)	(10,639)
人件費	10	(13,690)	(16,666)	(12,456)	(15,164)
法人所得税以外の税金	11	(3,697)	(4,501)	(3,541)	(4,311)
その他の営業収益および営業費用	12	6,052	7,368	6,487	7,897
減価償却費および償却費控除前営業利益		15,265	18,584	13,742	16,730
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		(224)	(273)	(355)	(432)
減価償却費および償却費（純額）		(9,006)	(10,964)	(8,537)	(10,393)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額		(50)	(61)	(58)	(71)
（減損）／戻入	13	(598)	(728)	(518)	(631)
その他の収益および費用	14	(105)	(128)	1,363	1,659
営業利益		5,282	6,430	5,637	6,862
総金融負債に係る費用	15.1	(1,716)	(2,089)	(1,778)	(2,165)
割引の影響	15.2	(3,486)	(4,244)	(2,959)	(3,602)
その他の金融収益および費用	15.3	393	478	2,501	3,045
金融損益	15	(4,809)	(5,854)	(2,236)	(2,722)
連結会社の税引前利益		473	576	3,401	4,140
法人所得税	16	149	181	(147)	(179)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	23	569	693	35	43
連結純利益		1,191	1,450	3,289	4,004
EDFの純利益		1,177	1,433	3,173	3,863
非支配持分に帰属する純利益		14	17	116	141
1株当たり利益（EDF持分）：	17	ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり利益		0.20	24	0.98	119
希薄化後1株当たり利益		0.20	24	0.98	119

(1) 2017年12月31日現在の比較数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1）。2018年1月1日から適用されたIFRS第9号については、当該基準の経過措置の認めるところに従い、比較数値は再表示されていない。

連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)

グループの純利益

ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

ヘッジ手段の公正価値の変動

換算調整―被支配事業体

換算調整―関連会社および共同支配企業

換算調整

負債性金融商品の公正価値の変動総額(1)(2)

関連する税効果

負債性金融商品の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

負債性金融商品および売却可能金融資産の公正価値の変動

リサイクルを伴う自己資本計上損益

資本性金融商品の公正価値の変動総額(2)

関連する税効果

資本性金融商品の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

資本性金融商品の公正価値の変動

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(3)

関連する税効果

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の関連会社および共同支配企業持分

雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動

リサイクルを伴わない自己資本計上損益

自己資本計上損益合計

連結包括利益

2018年度			2017年度		
EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
1,177	14	1,191	3,173	116	3,289
34	(19)	15	1,513	4	1,517
(89)	-	(89)	(361)	(2)	(363)
(7)	-	(7)	6	-	6
(62)	(19)	(81)	1,158	2	1,160
(38)	(79)	(117)	(970)	(169)	(1,139)
117	-	117	(531)	-	(531)
79	(79)	-	(1,501)	(169)	(1,670)
(115)	-	(115)	-	-	-
42	-	42	-	-	-
(1)	-	(1)	-	-	-
-	-	-	107	-	107
-	-	-	(61)	-	(61)
-	-	-	77	-	77
(74)	-	(74)	123	-	123
(57)	(98)	(155)	(220)	(167)	(387)
(37)	-	(37)	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
(37)	-	(37)	-	-	-
3,141	11	3,152	1,061	60	1,121
(309)	(1)	(310)	(337)	(12)	(349)
69	-	69	16	-	16
2,901	10	2,911	740	48	788
2,864	10	2,874	740	48	788
2,807	(88)	2,719	520	(119)	401
3,984	(74)	3,910	3,693	(3)	3,690

(単位：億円)

グループの純利益

ヘッジ手段の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

ヘッジ手段の公正価値の変動

換算調整―被支配事業体

換算調整―関連会社および共同支配企業

換算調整

負債性金融商品の公正価値の変動総額(1)(2)

関連する税効果

負債性金融商品の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

売却可能金融資産の公正価値の変動総額(1)

関連する税効果

売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分

負債性金融商品および売却可能金融資産の公正価値の変動

リサイクルを伴う自己資本計上損益

資本性金融商品の公正価値の変動総額(2)

2018年度			2017年度		
EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に 帰属する 純利益	合計
1,433	17	1,450	3,863	141	4,004
41	(23)	18	1,842	5	1,847
(108)	-	(108)	(439)	(2)	(442)
(9)	-	(9)	7	-	7
(75)	(23)	(99)	1,410	2	1,412
(46)	(96)	(142)	(1,181)	(206)	(1,387)
142	-	142	(646)	-	(646)
96	(96)	-	(1,827)	(206)	(2,033)
(140)	-	(140)	-	-	-
51	-	51	-	-	-
(1)	-	(1)	-	-	-
-	-	-	130	-	130
-	-	-	(74)	-	(74)
-	-	-	94	-	94
(90)	-	(90)	150	-	150
(69)	(119)	(189)	(268)	(203)	(471)
(45)	-	(45)	-	-	-

関連する税効果	-	-	-	-	-	-
資本性金融商品の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	-	-	-	-	-	-
資本性金融商品の公正価値の変動	(45)	-	(45)	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(3)	3,824	13	3,837	1,292	73	1,365
関連する税効果	(376)	(1)	(377)	(410)	(15)	(425)
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	84	-	84	19	-	19
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動	3,532	12	3,544	901	58	959
リサイクルを伴わない自己資本計上損益	3,487	12	3,499	901	58	959
自己資本計上損益合計	3,417	(107)	3,310	633	(145)	488
連結包括利益	4,850	(90)	4,760	4,496	(4)	4,492

- (1) 負債性および資本性金融商品ならびにヘッジ手段について純損益にリサイクルされた公正価値の変動総額は、注記36.2および41.4に記載されている。
- (2) IFRS第9号の経過措置に従い、比較数値は再表示されていない。当該経過措置の詳細については注記2.2を参照のこと。
- (3) 数理計算上の損益の変動総額については、注記31.1.2に記載されている。

連結貸借対照表

資 産	注記	2018年12月31日現在		2017年12月31日現在 再表示 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	18	10,195	12,411	10,036	12,218
その他の無形資産	19	9,918	12,074	8,896	10,830
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	20	56,515	68,801	54,739	66,639
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	21	7,339	8,934	7,607	9,261
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	78,252	95,264	75,622	92,062
関連会社および共同支配企業に対する投資	23	8,287	10,089	7,249	8,825
非流動金融資産	36	37,104	45,170	36,787	44,784
その他の非流動債権	26	1,796	2,186	2,168	2,639
繰延税金資産	16.3	978	1,191	1,220	1,485
非流動資産		210,384	256,121	204,324	248,744
棚卸資産	24	14,227	17,320	14,138	17,212
営業債権	25	15,910	19,369	16,843	20,505
流動金融資産	36	31,143	37,913	24,953	30,378
当期税金資産		869	1,058	673	819
その他の流動債権	26	7,346	8,943	7,219	8,788
現金および現金同等物	37	3,290	4,005	3,692	4,495
流動資産		72,785	88,608	67,518	82,196
売却目的保有に分類された資産	43	-	-	-	-
資産合計		283,169	344,730	271,842	330,940

自己資本および負債	注記	2018年12月31日現在		2017年12月31日現在 再表示 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金	27	1,505	1,832	1,464	1,782
EDFの純利益および連結剰余金		42,964	52,304	39,893	48,566
自己資本（EDF持分）		44,469	54,137	41,357	50,348
自己資本（非支配持分）	27.5	8,177	9,955	7,341	8,937
自己資本合計	27	52,646	64,091	48,698	59,285
原子力発電関連引当金一核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料	28	49,204	59,901	46,410	56,500
その他の施設廃止引当金	28	2,033	2,475	1,977	2,407
従業員給付引当金	31	17,627	21,459	20,630	25,115
その他の引当金	28	2,908	3,540	2,356	2,868
非流動引当金	28	71,772	87,375	71,373	86,889
フランスの公共配電特別委譲負債	33	46,924	57,125	46,323	56,394
非流動金融負債	38	52,129	63,462	51,365	62,532
その他の非流動負債	35	4,896	5,960	4,864	5,921
繰延税金負債	16.3	1,987	2,419	2,362	2,875
非流動負債		177,708	216,342	176,287	214,612
流動引当金	28	6,010	7,317	5,484	6,676
営業債務	34	13,421	16,339	13,994	17,036
流動金融負債	38	17,167	20,899	11,142	13,564
当期税金負債		205	250	187	228
その他の流動負債	35	16,012	19,493	16,050	19,539
流動負債		52,815	64,297	46,857	57,044
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	43	-	-	-	-
自己資本および負債合計		283,169	344,730	271,842	330,940

(1) 2017年12月31日現在の比較数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1.3.2）。

連結キャッシュ・フロー計算書

		2018年度		2017年度	
	注記	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		473	576	3,401	4,140
減損/(戻入)		598	728	518	631
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		13,180	16,045	9,980	12,150
金融収益および費用		729	887	764	930
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		387	471	243	296
資産譲渡損益		(1,014)	(1,234)	(2,739)	(3,334)
運転資本の変動	44.1	462	562	1,476	1,797
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		14,815	18,036	13,643	16,609
金融費用支出（純額）		(1,062)	(1,293)	(1,209)	(1,472)
法人所得税支払額		(389)	(474)	(771)	(939)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		13,364	16,269	11,663	14,199
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(484)	(589)	(2,463)	(2,998)
持分投資の処分、譲渡現金控除後(1)		1,261	1,535	2,472	3,009
無形資産および有形固定資産への投資	44.2	(16,186)	(19,705)	(14,747)	(17,953)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		611	744	1,140	1,388
金融資産の変動		(2,367)	(2,882)	1,885	2,295
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(17,165)	(20,897)	(11,713)	(14,259)
財務活動：					
EDFの増資		-	-	4,005	4,876
非支配株主との取引(2)		1,548	1,885	481	586
親会社の支払配当金	27.3	(511)	(622)	(109)	(133)
非支配株主に対する支払配当金		(183)	(223)	(183)	(223)
自己株式の買入/売却		(3)	(4)	(6)	(7)
株主とのキャッシュ・フロー		851	1,036	4,188	5,098
借入債務の発行		5,711	6,953	2,901	3,532
借入債務の返済		(2,844)	(3,462)	(6,304)	(7,674)
永久劣後債の発行	3.5	1,243	1,513	-	-
永久劣後債の償還	3.6	(1,329)	(1,618)	-	-
永久劣後債の持参人に対する支払額	27.4	(584)	(711)	(565)	(688)
委譲運営資産に対する受取拠出金		131	159	144	175
投資補助金		351	427	348	424
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		2,679	3,261	(3,476)	(4,232)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		3,530	4,297	712	867
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		(271)	(330)	662	806
現金および現金同等物の期首残高		3,692	4,495	2,893	3,522
現金および現金同等物の純増加（減少）額		(271)	(330)	662	806
為替変動の影響		(95)	(116)	(13)	(16)
現金および現金同等物に係る金融収益		13	16	21	26
組替の影響		(49)	(60)	129	157
現金および現金同等物の期末残高	37	3,290	4,005	3,692	4,495

(1) 2018年度のこの項目は、Dunkerque LNGの売却に関連する金額966百万ユーロを含む（注記3.3を参照）。

2017年度のこの項目は、CTEの一部売却に関連する金額1,282百万ユーロを含む（注記3.11.3を参照）。

(2) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得または処分によるものである。2018年度のこの項目は、EDF Renewablesの風力発電所の49%の売却に関連する金額797百万ユーロ（注記3.8.2を参照）、ならびにNNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Coの増資に対するCGNの払込みに関連する金額743百万ユーロ（2017年12月31日現在501百万ユーロ）を含む。

連結自己資本変動計算書

2018年1月1日から12月31日までの間の自己資本の変動の明細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	資本金	自己株式	換算調整 (1)	金融商品の 公正価値修正 (リサイクル を伴うOCI) (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益 (3)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2016年12月31日現在自己資本 (公表済)	1,055	(29)	1,637	(1,587)	33,362	34,438	6,924	41,362
自己資本計上損益	-	-	(1,501)	1,281	740	520	(119)	401
純利益	-	-	-	-	3,173	3,173	116	3,289
連結包括利益	-	-	(1,501)	1,281	3,913	3,693	(3)	3,690
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(565)	(565)	-	(565)
支払配当金	-	-	-	-	(1,532)	(1,532)	(183)	(1,715)
自己株式の買入/売却	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
EDFの増資(4)	409	-	-	-	5,018	5,427	-	5,427
その他の変動(5)	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
2017年12月31日現在自己資本 (公表済)	1,464	(40)	136	(306)	40,103	41,357	7,341	48,698
IFRS第9号による再表示(注 記2.2.2.5参照)	-	-	-	(1,414)	1,414	-	-	-
2018年1月1日現在自己資本 (再表示)	1,464	(40)	136	(1,720)	41,517	41,357	7,341	48,698
自己資本計上損益	-	-	79	(136)	2,864	2,807	(88)	2,719
純利益	-	-	-	-	1,177	1,177	14	1,191
連結包括利益	-	-	79	(136)	4,041	3,984	(74)	3,910
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
永久劣後債の発行/償還(注 記3.5および3.6参照)	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
支払配当金	-	-	-	-	(1,360)	(1,360)	(183)	(1,543)
自己株式の買入/売却	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
EDFの増資(6)	41	-	-	-	806	847	-	847
その他の変動(7)	-	-	-	-	327	327	1,093	1,420
2018年12月31日現在自己資本	1,505	(56)	215	(1,856)	44,661	44,469	8,177	52,646

(単位：億円)	資本金	自己株式	換算調整 (1)	金融商品の 公正価値修正 (リサイクル を伴うOCI) (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益 (3)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2016年12月31日現在自己資本 (公表済)	1,284	(35)	1,993	(1,932)	40,615	41,925	8,429	50,354
自己資本計上損益	-	-	(1,827)	1,559	901	633	(145)	488
純利益	-	-	-	-	3,863	3,863	141	4,004
連結包括利益	-	-	(1,827)	1,559	4,764	4,496	(4)	4,492
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(688)	(688)	-	(688)
支払配当金	-	-	-	-	(1,865)	(1,865)	(223)	(2,088)
自己株式の買入/売却	-	(13)	-	-	-	(13)	-	(13)
EDFの増資(4)	498	-	-	-	6,109	6,607	-	6,607
その他の変動(5)	-	-	-	-	(113)	(113)	734	621
2017年12月31日現在自己資本 (公表済)	1,782	(49)	166	(373)	48,821	50,348	8,937	59,285
IFRS第9号による再表示(注 記2.2.2.5参照)	-	-	-	(1,721)	1,721	-	-	-
2018年1月1日現在自己資本 (再表示)	1,782	(49)	166	(2,094)	50,543	50,348	8,937	59,285
自己資本計上損益	-	-	96	(166)	3,487	3,417	(107)	3,310
純利益	-	-	-	-	1,433	1,433	17	1,450
連結包括利益	-	-	96	(166)	4,920	4,850	(90)	4,760
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(711)	(711)	-	(711)
永久劣後債の発行/償還(注 記3.5および3.6参照)	-	-	-	-	(105)	(105)	-	(105)
支払配当金	-	-	-	-	(1,656)	(1,656)	(223)	(1,878)
自己株式の買入/売却	-	(19)	-	-	-	(19)	-	(19)

EDFの増資(6)	50	-	-	-	981	1,031	-	1,031
その他の変動(7)	-	-	-	-	398	398	1,331	1,729
2018年12月31日現在自己資本	1,832	(68)	262	(2,259)	54,370	54,137	9,955	64,091

- (1) 2018年12月31日における換算調整の変動79百万ユーロは主に、ユーロに対するドルの上昇がユーロに対する英ポンドの下落により一部相殺されたことに関係している。
- (2) リサイクルを伴うOCI（その他の包括利益）に計上された剰余金の変動は、包括利益計算書に表示されている。これらは、負債証券の公正価値修正の影響、キャッシュ・フローおよび純外国投資をヘッジする金融商品の公正価値修正の影響、ならびに終了した契約および譲渡した負債性金融商品に関連して純損益にリサイクルされた金額に相当する。
- (3) リサイクルを伴わないOCIに計上された公正価値の変動は、「その他の連結剰余金および純利益」の項目に表示されている。
- (4) 2017年度における資本金およびその他の連結剰余金（発行プレミアム）の変動は、費用控除後で4,005百万ユーロのEDFの増資、ならびに2016年度に係る株式による配当の残額合計1,024百万ユーロおよび2017年度に係る株式による中間配当合計398百万ユーロの支払に関係している。
- (5) 2017年度における自己資本（非支配持分）の「その他の変動」は、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Coの増資に対するCGNの払込みによる影響額501百万ユーロを含む。
当項目はまた、少数株主が資本の24.5%を所有するFramatome取得による影響額209百万ユーロを含む（注記3.11.2を参照）。
- (6) 2018年度における資本金およびその他の連結剰余金（発行プレミアム）の変動は、2017年度に係る株式による配当の残額合計847百万ユーロの支払に関係している（注記27.3を参照）。
- (7) 2018年度における連結剰余金および自己資本（非支配持分）の変動は、特にEDF Renewable, Ltd.の風力発電所の49%の売却による影響額を含む（注記3.8.2を参照）。自己資本（非支配持分）の「その他の変動」はまた、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Coの増資に対するCGNの払込みによる743百万ユーロ、ならびにDunkerque LNGの売却による影響額(433)百万ユーロを含む。

[次へ](#)

連結財務諸表に対する注記

フランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）は、フランス法に準拠し、フランスにおいて登記されたフランスの株式会社（*société anonyme*）である。

当連結財務諸表は、2018年12月31日終了年度に係る当社およびその子会社（合わせて「当グループ」を形成する。）ならびに、関連会社、共同支配事業として分類された共同支配の取決めおよび共同支配企業に対する当グループの持分の会計上の状態を反映している。

当グループは生産、輸送、配送、供給、エネルギー・トレーディングおよびサービスというエネルギー事業におけるあらゆる業務を営む総合エネルギー事業者である。2017年12月31日現在の当グループの事業は、Framatomeの事業（原子炉向け設備および燃料のサービスおよび生産）を含んでいる（注記3.11.2を参照）。

当グループの2018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、2019年2月14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、2019年5月16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2018年12月31日現在の連結財務諸表は、2018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おいて規定された表示、認識および測定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、2018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 2018年12月31日現在における会計基準の変更

2018年12月31日現在の連結財務諸表において当グループが適用している会計処理および評価の方法は、以下の変更を除き、2017年12月31日現在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 IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」およびIFRS第9号「金融商品」

欧州連合によって採択された当該2つの新しい基準が、2018年1月1日以後開始する事業年度から適用されている。IAS第8号の求める、当グループによる同基準適用の影響に関する情報は、注記2に記載されている。

1.2.2 IFRIC第22号「外貨建取引と前渡・前受対価」

2018年1月1日以後開始する事業年度から適用されるIFRIC第22号は、欧州連合により2018年3月28日に採択された。この解釈指針は、外貨建ての非貨幣性前渡・前受対価の支払または受取を取引日現在の為替レートで換算し、後日の修正を行わないことを求めている。IFRIC第22号の将来に向かっての適用はEDFグループの連結財務諸表に重要な影響を与えない。

1.2.3 2018年1月1日から適用されたその他の基準改訂および改善

以下のIASB公表物は、当グループの連結財務諸表に影響を与えない。

- ・ IAS第40号「投資不動産」の改訂「投資不動産の振替」（2018年3月14日採択）
- ・ IFRS第2号「株式に基づく報酬」の改訂「株式に基づく報酬取引の分類および測定」（2018年2月26日採択）
- ・ IFRS第4号「保険契約」の改訂「IFRS第9号『金融商品』のIFRS第4号『保険契約』との適用」（2017年11月3日採択）
- ・ IFRSの年次改善2014－2016年サイクル（2018年2月7日採択）

1.2.4 欧州連合によって採択されたが2018年12月31日後にのみ適用となる基準および改訂

1.2.4.1 IFRS第16号－リース

IFRS第16号「リース」は、欧州連合により2017年10月31日に採択され、2019年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、使用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。「オペレーティング・リース」に分類された既存の契約は、現在、オフバランスシート項目として報告されている（注記46.1.1.3を参照）。

EDFグループのリース契約は基本的に、不動産（事務所および住宅用不動産）、産業設備（土地、風力発電所）、次いで車両およびIT設備に関連している。

当グループは、2017年12月31日現在存在するオペレーティング・リースの特性に関する情報を収集するために、すべての子会社に質問書を送ることにより、IFRS第16号適用の潜在的影響を識別した。この結果に基づき、「修正」遡及法の適用が決定された。

当該基準に準拠して、移行日現在でリース負債を現在価値に割り引くために、追加借入利率が使用される。この利率は、EDFのゼロ・クーポン債金利を基礎とし、これを通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、契約期間および当該子会社の信用リスクについて調整した、EDFの追加負債利率である。

当グループはまた、IFRS第16号により認められた2つの免除規定の適用を決定したため、以下については認識しない。

- ・ リース期間が12か月以下のリース（および移行に際しては当該基準の初度適用から12か月以内に終了するリース）
- ・ 新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリース

2018年6月30日現在で行われた作業に基づけば、IFRS第16号を当グループの2017年12月31日現在の財務諸表に適用した場合、純負債額が43億ユーロ増加し（Framatomeを含む）、減価償却費および償却費控除前営業利益に対し約5億ユーロのプラスの影響があり（Framatomeを除き、実現売却益の一部取消し2億ユーロを含む）、連結純利益には重要な差異が生じないことになる。

2018年12月31日現在で、IFRS第16号による影響額の見直しが行われた。修正遡及法に基づく当該基準適用の結果、当グループの2018年12月31日現在の純負債額は約45億ユーロ増加する。また、当グループの計算によれば、修正遡及法に基づきIFRS第16号を適用した場合、2018年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に対し約5億ユーロのプラスの影響があり（実現売却益の一部取消し2億ユーロを含む）、連結純利益には重要な差異が生じないことになる。上記の減価償却費および償却費控除前営業利益ならびに連結純利益に対する影響は、修正遡及法を適用したことにより、IAS第8号第30項に準拠した情報提供目的で報告している。

リース負債の2017年12月31日現在および2018年12月31日現在の見積額間の差額は、新規リース契約、既存リース契約の改訂および更新が、リース負債の返済および一社の連結除外により一部相殺された結果生じたものである。

2018年12月31日現在における、IAS第17号に準拠して表示されたオペレーティング・リース・コミットメントとIFRS第16号に基づくリース負債の間の差額は、以下の通り説明される。

(単位：十億ユーロ)	2018年12月31日現在
2018年12月31日現在のオペレーティング・リース・コミットメント（借手）（注記46.1.1.3）	4.4
未認識契約（IFRS第16号免除規定）	(0.1)
行使されることが合理的に確実である解約または延長オプションに該当する期間の差異	1.1
2019年1月1日後に利用可能な資産について2018年度に契約されたリース	(0.3)
その他	(0.1)
2018年12月31日現在のIFRS第16号に基づく割引前リース負債見積額	5.0
割引の影響	(0.5)
2018年12月31日現在のIFRS第16号に基づく割引後リース負債見積額	4.5

1.2.4.2 IFRS第9号の改訂

欧州連合により2018年3月22日に採択されたIFRS第9号の改訂「負の補償特性を伴う期限前償還要素」は、2019年1月1日から適用される。現在までに完了した取引に基づいて、当グループへの影響はないものと見込まれる。

1.2.4.3 IFRIC第23号「法人所得税の税務処理に関する不確実性」

欧州連合により2018年10月23日に採択されたIFRIC第23号「法人所得税の税務処理に関する不確実性」は、2019年1月1日から適用される。

この解釈指針は、税務上の不確実性が伴う場合の法人所得税の認識および測定に関するIAS第12号「法人所得税」の規定の適用を明確化している。2018年度における当グループの分析に基づけば、IFRIC第23号の導入は当グループに重要な影響を与えない予定である。

1.2.4.4 IAS第28号の改訂「関連会社および共同支配企業に対する長期持分」

欧州連合により2019年2月8日に採択されたIAS第28号の改訂は、関連会社または共同支配企業に対する純投資の一部を構成するが持分法により会計処理されない当該関連会社または共同支配企業に対するその他の持分に対し、企業がIFRS第9号「金融商品」を初度適用すべきことを明確化している。この基準は当グループに重要な影響を与えないものと見込まれる。

1.2.5 IASBによって公表されたが欧州連合によって未採択の基準および解釈指針

以下のIASB公表物は、欧州連合によってまだ採択されていないが、2019年1月1日、2020年1月1日または2021年1月1日開始事業年度から適用される見込みである。当グループの財務諸表に与える潜在的影響を見積るために、現在分析を実施している最中である。

- IAS第19号の改訂「制度改訂、縮小又は清算」。IAS第19号は従来より、数理計算上の仮定の更新および確定給付制度に係る負債（資産）純額の再測定を求めている。当該改訂は、当該制度に影響を与える変更の日以降の確定給付に係る当期勤務費用および利息費用純額を見積るために、会社がその数理計算上の仮定を当該会計期間中に更新しなければならない旨を明確化している。
- IFRSの年次改善2015－2017年サイクル。以下の改訂を含む。
 - IFRS第3号およびIFRS第11号：共同支配事業の当事者が持分の追加取得により独占的支配を獲得する場合、当該共同支配事業の資産および負債に対する既存の持分は、純損益を通じて公正価値により再表示しなければならない。
 - IAS第12号：配当金分配の税務上の影響額は、それを生み出した取引の取扱いに応じて、純損益、その他の包括利益または資本に認識しなければならない。
 - IAS第23号：会社が建設中の資産に関し特定の借入金を有する場合、当該借入金に係る利息は、当該資産を意図した用途に使用することが実質的に可能となるまでの間、当該関連資産に配分され、当該時点で、すべての一般借入金に係る利息に含められる。
 - IFRS第3号の改訂「事業の定義」は、事業の取得と資産グループの取得との区別を明確化している。
 - 概念フレームワークの改訂（2018年3月29日に公表）。
 - IAS第1号およびIAS第8号の改訂「『重要性がある』の定義」。
 - IFRS第17号「保険契約」。

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

連結財務諸表中に表示されたすべての期間を通じて、以下の会計処理方法が継続して適用されている。

1.3.1 評価

連結財務諸表は取得原価基準で作成されているが、企業結合によって取得した資産および引き受けた負債ならびに一部の金融商品は公正価値基準で評価されている。

1.3.2 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、当グループの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

当グループが見積りおよび判断を使用した主要な取引は以下の通りである。

1.3.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFグループの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

2016年度に、技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことから、900MWシリーズの発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間が40年から50年に延長された。フランスにおける当グループのその他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、延長の条件を充足していないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

注記4.1に記載した通り、新たな複数年エネルギー計画（PPE）案の下で、2基の核原子炉が、一定の条件に従い、その第5回10年検査に先立ち、2027年および2028年に閉鎖される予定である。これが採択された最終的なPPEにおいて追認されれば、関連する2基に係る減価償却期間は将来に向かって変更される可能性がある。この状況により当グループ発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされることとなり、それが年間の減価償却費に与える潜在的影響は、閉鎖対象に選定される原子炉に依存するが、限定的なものと見込まれる。

当該PPE案はまた、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖を、「設置済の原子力発電所に係る上限を適用して、フラマンヴィルEPRの操業開始を可能とするため、2020年春までに行わなければならない」と規定している。フェッセンハイムの減価償却期間は、現在2019年11月に終了する予定であるが、最終的なPPEの規定に準拠して、将来に向かって変更される可能性がある。

1.3.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

注記4.1に記載した通り、新たな複数年エネルギー計画（PPE）案の下で、2基の核原子炉が、一定の条件に従い、その第5回10年検査に先立ち、2027年および2028年に閉鎖される予定である。これが採択された最終的なPPEにおいて追認されれば、対応する原子力引当金の金額が変更される可能性がある。この状況により当グループ発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされることとなり、それが原子力引当金に与える潜在的影響は、数10百万ユーロの増加および関連する貸借対照表資産の調整となる可能性がある。

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、2018年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、当グループの貸借対照表および損益計算書に重要な影響を及ぼす可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記29.1.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上の制限との関係）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、または使用済燃料管理の契約条件の変更。

1.3.2.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2018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、2018年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額ならびに当グループの自己資本および純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。そのため、注記31に感応度分析が記載されている。

1.3.2.4 のれんおよび長期資産の減損

のれんおよび長期資産の減損テストは、使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定、特にエネルギー価格の動向に関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける。そのため、当グループは、定期的に更新される情報に基づき、基礎となる見積りおよび仮定を改定している。

これらの仮定は、当グループ固有のものであり、注記13に記載されている。

1.3.2.5 金融商品

非上場の金融商品(原則としてエネルギー契約)の公正価値を測定する際に、当グループは、予測できない展開を示し得る一定数の仮定に基づく評価モデルを使用している。

1.3.2.6 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3.7に記載するように、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3.2.7 取替予定のフランス公共配電委譲資産に関する債務

フランス公共配電委譲に特有の性質を考慮して、当グループは委譲資産の更新債務を、委譲者向けの年次事業報告書で計算・開示されている契約上のコミットメント金額に基づく価額で貸借対照表に表示することを選択している（注記1.3.13.2.1を参照）。別のアプローチによれば、この債務は、工業用の耐用年数到来時においてこれらの資産の取替に必要とされる将来支払額の現在価値に基づき評価されることになる。この別のアプローチが諸勘定に与えたであろう影響は、参考情報として注記1.3.23に記載されている。どの評価方法が使用されたとしても、取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、耐用年数および支出日についての予見できない変動の影響を受ける。

1.3.2.8 繰延税金資産

回収期間に関する見積りと仮定の使用は、繰延税金資産の認識に当たり特に重要である。

1.3.2.9 その他の判断

- ・ IFRS第10号およびIFRS第11号の適用に当たり、当グループは、判断を用いて支配の判定または共同で支配される事業体に代表されるパートナーシップの取決めの種類の分類を行っている。

特に、EDFは、原子力発電所の廃炉費用および放射性廃棄物長期貯蔵費用の財源確保のために取り置いた資金の一部について「専用」投資ファンドを設定している（注記45.3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続に鑑み、当グループはこれらのファンドに対し、IFRS第10号に定義する

支配を有しないと考えている。従って、当該ファンドはIFRS第9号を適用して負債証券または持分証券として会計処理されている。

さらに、2014年度以降、当グループは子会社であるEdisonを通じてEdensに対する投資の30%を保有しており、また、当グループの他にF2iも同社に対する投資を保有している。ただし、この取引に関連してEdensに関する統治契約および契約上の合意がなされたことにより、Edisonは、同社に対する独占的支配を与えられている。従って、Edensは、IFRS第10号を適用して当グループの連結財務諸表に（Edisonを通じて）完全連結されている。

- ・ 特定の取引に適用可能な基準または解釈指針がない場合には、当グループは、判断によって、財務諸表作成のための目的適合性があり信頼性のある情報を提供する会計処理方法を定義して適用する。

1.3.3 連結方法

主要な子会社、関連会社および共同支配企業の一覧は注記51に記載されている。

1.3.3.1 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

1.3.3.2 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産に対する持分の調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される。

1.3.3.3 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

1.3.4 財務諸表の表示規則

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に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。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

1.3.5 換算方法

1.3.5.1 報告通貨

親会社の機能通貨はユーロである。当グループの財務諸表は、百万ユーロ単位で表示されている。

1.3.5.2 機能通貨

企業の機能通貨は、その企業が主として営業活動を行う経済環境の通貨である。ほとんどの場合、機能通貨は現地通貨であるが、企業によっては、その主要な取引に用いられる通貨であれば、現地通貨以外の機能通貨が使用される場合もある。

1.3.5.3 機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表の換算

機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表は、以下の通り換算される。

- ・ 貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・ 損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・ その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含められる。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。

IFRIC第22号を適用して、外貨建ての非貨幣性前渡・前受対価の支払または受取は、取引日現在の為替レートで換算し、後日の修正は行わない。

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、基本的に、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）、送配電網の使用に関連した引渡しサービス、ならびに接続サービスによる収益から成る。これらはまた、その他のサービスおよび財の引渡しによる収益、主にエンジニアリング、運営および保守サービス、エネルギー販売に関連したサービス、発電所またはその主要部品向けの設計、引渡しおよび試運転サービスによる収益を含む。

エネルギー販売に係る収益は、顧客への引渡しが実行された時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

IFRS第15号の本人か代理人かの区別に係る規定に準拠して、エネルギー引渡しサービスは、以下のいずれかに該当する場合に、売上高に認識される。

- ・ これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合、または
- ・ エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡し料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。

一部のグループ企業がそのリスク管理方針の下で実施するエネルギー・トレーディング業務および最適化取引は、購入額差引後の純額で認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の3つの場合に、時の経過に従って認識される。

- ・ 当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合（特に運営および保守サービスの場合）。
- ・ 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いを受ける権利を有する場合（特に発電所または一顧客のために特別に設計された主要部品向けの一定の設計、引渡しおよび試運転業務の場合）。
- ・ 当該サービスが資産（財またはサービス）を生み出すかまたは資産の価値を高め、顧客が当該サービス実施の進捗に応じて、その支配を獲得する場合。

1.3.7.1 発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランスおよび英国において、ピーク期間中の電力供給の確保を確実にする目的で設定された。

- ・ **フランスのシステム**：電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは、2017年1月1日から、電力供給の確保に貢献する義務が導入された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡し年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、これらの管理者は発電容量証書を受け取る。一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。供給業者は発電容量メカニズムのコストを、販売価格を通じて最終顧客に転嫁する。

当該システムは、参加者間の売買発電容量の登録により完成される。発電容量競売は年に数回開催される。

当グループは、当該システムの両面、すなわち発電施設事業者（EDF SA、Dalkia、EDF Renewables（旧EDF Énergies Nouvelles））としての側面、ならびに電力供給業者（EDF SA、Électricité de Strasbourg）および電力網損失を補うための電力購入者（EnedisおよびÉlectricité de Strasbourg）としての側面で、これに関連している。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
 - ・ 規制販売料金および提示市場価格により最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力の引渡時に売上収益に認識される。ただし、ARENHシステムに係る発電容量保証の譲渡条件はCREにより定められたため、発電容量メカニズムが発効した2017年1月1日以来、ARENH価格には発電容量価額が含まれている。
 - ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
 - ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
 - ・ 施設事業者：競売による売却時。
 - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
 - ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。
 - ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。
- ・ **英国のシステム**：英国の発電容量メカニズムは、引渡しの4年前に電力網管理者により組織された、事業者向け競売システムに基づいている。証書を取得した発電容量事業者は、引渡し年度において、電力供給業者の拠出金から成るファンドより報酬を受け取る。

このメカニズムへの電力供給業者の拠出金は、ピーク期間中の顧客への売上高に比例し、発電容量メカニズムのコストは、販売価格を通じて最終顧客に転嫁される。

EDF Energyは、当該システムの両面、すなわち発電施設事業者および供給業者としての側面で、これに関連している。

会計処理上は、事業者の立場で受け取った報酬は引渡年度に売上収益に認識され、電力供給業者の立場でこのメカニズムに支払った拠出金はピーク期間にわたり費用に認識される。最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力引渡し時に売上収益に認識される。

英国の発電容量市場は、国の補助金に関するEU規則に準拠していないと結論付けた欧州司法裁判所の判決の後、2018年11月15日付で一時停止された。英国政府は、2019/2020年の引渡期間に向けた2019年夏の追加競売に間に合うよう、新たなメカニズムの立ち上げを目指している。2018年度の一時停止期間中には、発電容量市場収益は認識されていない。

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対する持分

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負債証券もしくは持分証券の公正価値の会計処理など、その基礎となる項目の価額の変動が自己資本に計上される場合を除き、損益計算書に計上される。

繰延税金は毎決算日に見直され、税法の改正および将来減算一時差異の回収見込みが勘案される。繰延税金資産は、当グループがその資産の便益を利用できる十分な課税所得を予見可能な将来に生み出す可能性が高い場合に限り認識される。ただし、期限が同じ繰延税金負債があれば、より長期的に考慮される。

繰延税金資産および負債は、納税企業または納税グループのレベルで算定され、純額で表示される。

1.3.9 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

1株当たり利益は、純利益の当グループ持分を期中の加重平均社外流通株数で除して計算される。この加重平均社外流通株数は、期首の普通株式数に期中に買戻しまたは発行された株数を調整したものである。

この株数および1株当たり利益は、必要に応じて、希薄化効果のある潜在株式（発行済のストック・オプション、新株予約権および転換社債など）の転換または行使の影響を反映して調整される。

IAS第33号に準拠して、1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益は、永久劣後債の持参人に対する支払額を控除後の当期純利益に基づいている。

1.3.10 企業結合

IFRS第3号を適用して、2010年1月1日以後実施される企業結合は、以下の原則に基づき測定・認識されている。

取得日現在で、識別可能な取得資産および引受負債は公正価値で測定され、被取得企業の非支配持分（少数株主持分）があればすべて、のれんとは別に記録される。

非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この決定は取引毎に行われる。

支配に影響しない子会社への投資の取得または処分は株主との取引とされ、直接自己資本に計上されなければならない。

共同支配企業、共同支配事業または関連会社の追加持分を取得するが支配を獲得しない場合には、連結財務諸表上、以前に取得した資産負債の価額に変更はない。

支配を段階的に獲得する場合には、企業結合の原価には、被取得企業に対するその時点までの取得者の保有持分の支配獲得日現在の公正価値が含まれる。

支配を獲得する取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIFRS第9号に準拠して計上が求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。

IFRS第3号は共通支配下の企業結合には適用されない。共通支配下の企業結合については、個々に分析を行い、適切な会計処理が決定される。

当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。IAS第27号（改訂後）およびIFRS第3号（改訂後）の当グループによる初度適用日である2010年1月1日以降に付与されたこの種のコミットメントについては、非支配持分の価額とコミットメントに対応する負債との間の差額は自己資本に計上されている。

1.3.11 のれんおよびその他の無形資産

1.3.11.1 のれん

1.3.11.1.1 のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」を適用して、のれんは以下の差額とされる。

- ・ 以下の項目の総計
 - ・ 支配獲得のために支払われた対価の取得日における公正価値。
 - ・ 取得した被取得企業における非支配持分の価額。
 - ・ 段階的に達成される取得の場合には、被取得企業に対する支配獲得前の当グループ持分の取得日における公正価値。
- ・ 取得日の公正価値により測定した、取得資産および引受負債の正味の金額。

当該差額がマイナスとなる場合には、直ちに純利益に算入される。

資産および負債の公正価値ならびに結果として生ずるのれんは、取得後12か月以内に確定される。

1.3.11.1.2 のれんの測定および表示

子会社の取得に係るのれんは、貸借対照表上、区分表示される。こののれんの減損は、損益計算書の「減損」に計上される。当初認識の後、のれんは、減損が認識されている場合はそれを控除後の取得原価で計上される。

関連会社および共同支配企業の取得に係るのれんは投資の正味帳簿価額に含まれる。こののれんの減損は、「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含まれる。

のれんは償却されないが、注記1.3.15に記載されているように、減損の兆候がある場合は速やかに、また、少なくとも毎年、減損テストが実施される。

1.3.11.2 その他の無形資産

1.3.11.2.1 研究開発費

研究費は、発生した期において費用として認識される。

IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は、無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

1.3.11.2.2 その他の自己創設または買入無形資産

その他の無形資産は、主に以下のものから構成されている。

- ・ ソフトウェア。これは耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 有効期間を決められないか、有効期間にわたり定額法で償却される買入ブランド。
- ・ 発電所の操業または使用権。これらはその基礎となる資産の耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 炭化水素関連の委譲に関する権利またはライセンス。これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。探査費用は、当該年度にわたり償却される（注記1.3.11.2.3を参照）。
- ・ 環境規制に関連する無形資産（有償で取得した温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書—注記1.3.27を参照）。
- ・ IFRS第3号の対象となる企業結合の一部として公正価値で計上されたエネルギー購入/販売契約のプラスの価額。この価額は契約に基づく引渡しに応じて償却される。
- ・ IFRIC第12号の対象となる委譲契約に関連する資産で「無形資産モデル」の対象となるもの（注記1.3.13.2.4を参照）。
- ・ 原子力蒸気供給システムの設計者および供給業者ならびに制御ロッドクラスタおよび核燃料の製造業者としての業務に関連する技術（Framatome）。コードおよび手法、EPR技術、特許ならびに製造プロセスを含み、すべて耐用年数にわたり償却される。
- ・ 購入顧客契約および関係。耐用年数にわたり償却される。

1.3.11.2.3 炭化水素の試掘、探査および産出

当グループはIFRS第6号「鉱物資源の探査および評価」を適用している。

試掘および探査費用ならびに地質調査、探査試験、地質・地球物理図作製および試掘に関連して発生する費用は無形資産として認識し、発生年度に全額償却する。

商業的実用化が可能な鉱泉に関連する開発費および炭化水素を抽出して貯蔵する施設への投資は、「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」または適切な場合には「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として認識される。

これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。

1.3.12 委譲運営資産、発電用資産およびその他の有形固定資産

当グループの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、3つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ フランスの公共配電委譲運営有形固定資産
- ・ その他の業務に係る委譲運営有形固定資産
- ・ グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産

1.3.12.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に含めることが可能なその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、その資産がIAS第23号「借入コスト」に定義される適格資産である場合には、資産の価額に含められる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.3.21を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる（注記1.3.21を参照）。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

当グループは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に不可欠な主要な点検の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

1.3.12.2 減価償却費

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当グループがその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

各国の特定の規則および契約条項により、主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・ 水力発電ダム	： 75年
・ 水力発電所において使用される電気機械設備	： 50年
・ 化石燃料火力発電所	： 25～45年
・ 原子力発電所	
・ フランス	： 40～50年

・ 国外	： 35～60年
・ 送電および配電設備（電線、変電所）	： 20～50年
・ 風力発電所および太陽光発電設備	： 20～25年
・ その他の一般プラントおよび機械	： 10～20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、次いでEnedisは、フランスにおける大半の公共配電網の運営者となっている。

フランスのエネルギー法および地方自治法に準拠して、公共配電は、主として、公共サービス委譲の特定のシステムの下で運営されている。委譲当局（地方自治体または地方自治体間の連携のための公的機関）は、委譲者および運営者の各々の権利および義務を定めた明細書を付した委譲契約を通じて、公共配電サービスを構築する。その結果、Enedisは、フランス本土の人口の95%に配電している。他の5%については地方配電会社によるサービスが提供されている。

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。

委譲契約モデル

Enedisの委譲契約は、その署名日に応じて異なるモデルに対応している。

1992年委譲契約モデル（2007年更新）

1992年の委譲明細書モデル（2007年更新）は、FNCCR（全国委譲元当局連合会- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies）との間で協議され、公的機関により承認された。このモデルはEnedisに、産業的減価償却費の計上と更新引当金の計上を義務付けている。

2017年委譲契約モデル

2017年12月21日に、新たな委譲契約モデルに関する枠組契約が、FNCCRおよびフランス都市との間で署名された。この新モデルは、Enedisと委譲者との間の長期的な関係を最新化し、フランス配電委譲の原則、即ち、公共サービス、地域の連帯および国家の最適化への各当事者のコミットを反映している。FNCCRおよびフランス都市は委譲者、特に公共配電委譲を行う能力ある当局である場合の、町、複数の市町村の共同、市および主要都市を代表している。

2018年以降、新たに署名される委譲契約は、2017年12月21日付で発効した委譲契約モデルを適用する。新契約の発効日現在において、従前の委譲契約を適用して計上された、委譲資産に対する委譲者の権利を表す既存の特定委譲負債は、当該勘定に残される。2011年以降に署名された以前の委譲契約と同様に、更新引当金を計上する契約上の義務は今後適用されず、投資のガバナンスも異なる。

効果的な公共サービスを提供するため、配電網運営者および委譲者は現在、社会基盤の更新を含め、委譲対象地域の公共配電網への投資を監督するガバナンス・システムを共同で立ち上げることに合意している。このシステムは主に、委譲対象地域の配電網の展開という長期的視野に立った基本計画、および基本計画を中期計画に適用した4～5年の複数年投資計画（PPI）という形を取っている。PPIには、投資目的ごとに、当該計画期間に係る財務上の評価を伴う数値化された地域限定的な投資の選定に関する詳細な目標が含まれる。PPI終了時において計画された投資の一部が未だ実施されていないと観察された場合には、その委譲者は一定の環境において、Enedisに対し、実施予定投資の7%に相当する合計額の預け金差入れを命令する権利を有する。この預け金は2年後において、その時点までに実施された投資に応じて、返金または留保される。

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。

水力発電委譲は、水力発電利用に関するフランスの1919年10月16日付法律に従い、当初期間75年を有する。2012年より前に満了した水力発電委譲の大半は、30～50年の期間で更新された。ただし、フランス政府は、満了した委譲12件の更新をしていない。これらの委譲はその満了以来、法律に定義する「継続延長」状態にあり、当該規定によれば、委譲の満了日において新たな委譲が設定されていない場合には、当面の運営の継続性を確保するため、「当該委譲は、新たな委譲が行われるまでの間、既存の条件にて延長される」（フランスのエネルギー法第L.521-16条第3段）。

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Réseau de Transport d'Électricité (RTE) に帰属する。これらの資産は、連結貸借対照表上、CTE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委譲後継業者への施設引渡しの条件について定めている。

当該資産は、IFRIC第12号「サービス委譲契約」に従って、無形資産として計上されている。

1.3.13.3 外国における委譲

外国における委譲は、様々な契約および各国の法律の規制を受ける。外国における委譲運営資産の大部分は、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として計上されている。外国における委譲は、実質的に、炭化水素産出地、ガス貯蔵所、地域ガス輸送網および水力発電所を委譲に基づき運営するイタリアのEdisonに関係している。Edisonは基本的にすべての資産を所有しているが、水力発電所の有形固定資産の一部は所有しておらず、当該資産は委譲終了時に無償または補償金とともに委譲者に返還される予定である。IFRIC第12号に従って、特定の委譲契約は無形資産として計上されている。

委譲満了時に無償で返還される予定の水力発電資産は委譲期間にわたって減価償却される。炭化水素産出地は当該産業に適用される規則に従って計上されている（注記1.3.11.2.3を参照）。

1.3.14 リース

当グループは事業の過程でリース契約により自ら資産を使用し、また、賃借人に資産を使用させている。これらの契約については、ファイナンス・リースかオペレーティング・リースかの判定に当たり、IAS第17号に記載された状況および規定された指針に基づき分析している。

1.3.14.1 ファイナンス・リース

リース資産の所有に伴うすべてのリスクおよび便益が実質的に賃借人に移転される契約は、ファイナンス・リースとして分類されている。契約により実質的にすべてのリスクおよび便益が移転するかどうかの判断に際して検討する主な基準は、以下の通りである。

- ・ リース資産の経済的耐用年数のリース期間に対する比率。
- ・ 将来の割引後支払総額の調達された資産の公正価値に対する比率。
- ・ リース終了時に所有権が移転するか否か。
- ・ 購入オプションが有利な条件であるか否か。
- ・ リース資産の特有の性質。

ファイナンス・リース資産は、賃貸人の貸借対照表で認識中止され、賃借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・フローの割引継続価値により最終価値を算定する。
 - ・ 評価日現在で未決定であった開発プロジェクトを除外し、
 - ・ 資産またはCGUのリスク・プロファイルを反映した割引率で割り引く。
- ・ 使用される割引率は、関係する各資産または資産グループに係る加重平均資本コスト（WACC）に基づいており、これは、地域毎および事業セグメント毎にCAPMによって決定される。WACCは税引後で計算される。
- ・ 将来キャッシュ・フローは、評価日現在で入手可能な最善の情報に基づいて算定される。
 - ・ 最初の数年間のキャッシュ・フローは、中期計画（MTP）に対応する。MTP対象期間にわたり、エネルギーおよびコモディティ価格は、ヘッジを考慮に入れ、入手可能な先渡価格に基づいて決定される。
 - ・ MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、各国および各エネルギーについての長期の仮定を基礎として、年次で更新される手続を用いて見積られる。中長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。当グループは、各仮定対象について、特に外部の分析を参照する。例えば、電力価格の主要な要素であるコモディティおよび二酸化炭素については、当グループは自社のシナリオと、AIE、IHSまたはWood Mackenzie等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析自体が異なるマクロ経済環境に対応した円錐状のシナリオを提示していることを念頭に比較する。

- ・ 発電資産の評価には、発電容量の市場メカニズムによる収益もまた、関連する国が発電容量の報酬メカニズムを導入済みまたは将来の導入を発表済みであることを前提として、該当する場合にはMTP期間から考慮される。

これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。

- ・ 割引率の変動
- ・ エネルギーおよびコモディティの市場価格の変動、ならびに料率規制の変更
- ・ 需要および当グループのマーケット・シェア、ならびに顧客ポートフォリオの解約率の変動
- ・ 施設の耐用年数または該当する場合には委譲契約期間
- ・ 考慮に入れた中期計画期間以降の成長率および該当する場合には最終価値

のれんについて認識した減損は戻入できない。

1.3.16 金融資産および負債

金融商品の分類および測定は、事業モデルおよび当該商品の契約上の特性に依存する。IFRS第9号を適用して、当初認識時に金融資産は、償却原価で測定するもの、その他の包括利益（OCI）を通じて公正価値で測定するもの、または純損益を通じて公正価値で測定するものに分類される。

当グループにおいては、金融資産には、資本性金融商品（特に非連結投資）、負債証券、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金融商品については、注記45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。

1.3.16.1 金融資産および負債の評価および分類

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。

1.3.16.1.1 OCIを通じて公正価値で測定する金融資産

OCIを通じて公正価値で測定する金融資産には、以下が含まれる。

- ・ 事後の公正価値の変動をOCIに認識し、売却時に純損益へのリサイクルをしない取消不能の選択を当グループが行っている一定の非連結投資。これらの投資からの受取配当金のみが損益計算書の「その他の金融収益」に認識される。
- ・ 「回収および売却」の混合事業モデルの下で投資された負債証券（債券等）で、約定キャッシュ・フローが専ら貨幣の時間価値および当該商品に係る信用リスクを反映した元利金の支払いのみから成るもの（IFRS第9号の「SPPI（元利金の支払いのみ）」テスト）。公正価値の変動はリサイクルを伴うOCIに直接計上され、当該証券の売却時に純損益に振り替えられる。これらの負債証券については、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」に貸方計上される。

当初認識時に、これらの金融資産は、公正価値にその取得に起因する取引費用を加算した額をもって計上される。その後、これらは毎報告日現在で、可能な場合は相場価格に基づいて、ないし割引将来キャッシュ・フロー法を用いて、そうでない場合には外部の情報源を参照して、公正価値に修正される。

1.3.16.1.2 純損益を通じて公正価値で測定する金融資産

純損益を通じて公正価値で測定する金融資産は、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。

- ・ 取引開始時点から短期間で売却する目的で取得された資産。
- ・ 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）。
- ・ リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定するものとして分類する旨の取消不能の選択を当グループが行わなかった資本性金融商品（非連結投資）。
- ・ 「回収および売却」事業モデルの管理下になく、SPPIテストの要件を満たさない負債証券。これは主に、投資ファンド持分に関する。投資ファンド持分は、事業モデルに関係なくSPPIテストの要件を満たさない負債証券である。

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、相場価格、または割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法の使用、または他の金融商品に関する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。

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。

一定の売買目的以外のコモディティ取引の公正価値の変動は、損益計算書の減価償却費および償却費控除前営業利益の下の特設科目である「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に区分表示されて報告されている。これらはIFRS第9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IFRS第9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1.3.16.3を参照）。

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、その事業モデルが、専ら元利金のみからなる契約上のキャッシュ・フローを回収するために当該商品の保有を伴うものである場合には、償却原価により計上される。

受取利息は実効金利法により計算され、損益計算書の「その他の金融収益」に計上される。

償却原価分類に適格でない貸付金および金融債権は、損益計算書の「その他の金融収益および費用」を通じて、純損益を通じて公正価値で測定するものに分類される。

1.3.16.1.4 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1.3.16.3(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。

1.3.16.2 OCIを通じて公正価値または償却原価で測定する金融資産の減損

IFRS第9号は予想信用損失（ECL）に基づく減損モデルを規定している。

債券ポートフォリオの有価証券については、当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付に基づくアプローチを適用している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、「投資適格」である信用リスクの低い相手先の発行商品から構成されている。

この状況において、ECLは決算日後12か月の期間にわたり見積られている。

信用リスクの著しい増大を示す閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付けから外れた時である。その場合は、債務不履行リスクの著しい増大の結果、当該商品の残存期間にわたりECLが再評価される可能性がある。

貸付金および債権については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択した。

1.3.16.3 デリバティブ

1.3.16.3.1 範囲

当グループが採用するデリバティブの範囲は、IFRS第9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、IFRS第9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売建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、IFRS第9号の適用対象外であると考えている。

当グループは、金融負債または非金融項目に関連するすべての契約を分析し、「組込」デリバティブを識別する。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し、契約開始日から区分して公正価値で認識される。

1.3.16.3.2 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。

1.3.16.3.3 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、ヘッジ会計の対象となる取引を識別するに当たり、IFRS第9号が定義する適格要件を採用している。

- ・ ヘッジ関係は、適格なヘッジ手段およびヘッジ対象のみで構成されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、その開始時から正式に指定され、文書化されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、特にヘッジ比率に関し、ヘッジ有効性の要件を満たさなければならない。

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可能性がかなり高くなければならない。

ヘッジ関係は、上記の適格要件を満たさなくなった場合に終了する。これには、ヘッジ手段の消滅、売却、終了もしくは行使が行われた場合、または当初文書化されたリスク管理目的に適合しなくなった場合が含まれる。

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。

一定の借入金および金融負債は、公正価値ヘッジの対象とされる。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、資産もしくは負債に関連したキャッシュ・フローの変動、また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うちの有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクルされるかまたは、資産取得価額の修正として処理される。

(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うち有効部分は、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。

1.3.16.4 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。

1.3.16.5 債権の譲渡

当グループが債権の譲渡に関連する実質的にすべてのリスクと経済価値、特に信用リスクを譲渡していることを証明できる場合には、その項目の認識は中止される。

そうでない場合には、その取引は金融取引に該当するものとされ、債権は、対応する金融負債の認識を伴って、引き続き貸借対照表上の資産として認識される。

1.3.17 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ることがある。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。

フランスでは、2007年3月21日付決定に定義された「積載済燃料」の概念を適用して、原子炉に積載済みであるが未照射の燃料に関する棚卸資産のコストには、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理に係る費用が含まれている。その費用に対応する金額は、関連する引当金において考慮されている。

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、要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産物）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。この量は棚卸資産の加重平均原価で評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

1.3.17.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。

- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 各種の環境政策に基づき発行された証書（注記1.3.27を参照）。
- ・ 発電容量義務メカニズム（フランスの発電容量保証）に基づき発行された証書（注記4.5を参照）。
- ・ 仕掛品および進行中のサービス。特にEDF Renewables、DalkiaおよびFramatomeの事業に関連するもの。
- ・ ガス在庫。

その他のトレーディング以外の事業用棚卸資産は、一般に、直接および間接購入費用を含む加重平均原価で評価されている。

予備部品の減損は、これらの部品の回転率に依存する。

トレーディング目的で保有される棚卸資産は市場価額で計上される。

1.3.18 営業債権

営業債権は、当初、受け取ったか受け取る予定の対価の公正価値で認識され、その後、償却原価またはOCIを通じて公正価値により計上される。

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、当該債権は毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金を控除後で表示される。

当グループは、営業債権に係る予想信用損失を測定するために、信用損失実績に基づいて設定された引当マトリクスを用いて、IFRS第9号の単純化したアプローチを適用している。

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、負債証券および持分証券ならびに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

当グループが発行した永久劣後債（「ハイブリッド」債の発行）には、EDF主導による償還オプションが付されている。このオプションは、各発行の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）が起きた場合に行使することができる。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、配当金の分配を行う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、

元本または利息について、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、これらの社債は資本性金融商品として計上され、支払額は同様に配当金として処理される（注記3.5、3.6および27.4を参照）。

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引引かれる。引当金は、当該割引後の将来キャッシュ・フローに基づいている。

インフレ率および割引率は、企業が所在する国の経済および規制に関するパラメータに基づき、当グループ資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用の「割引の影響」に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.3.21.1 原子力発電関連引当金

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拋出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。
- ・ 発電所の廃炉費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

炉心核燃料費用は、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料に係る損失、ならびに燃料処理およびこれらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

フランスおよび英国の原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記29に記載されている。

1.3.21.2 その他の引当金

その他の引当金は、主に以下に関連する。

- ・ 子会社および投資関連の偶発債務
- ・ 税金負債
- ・ 訴訟
- ・ 不利契約および完成時損失

- ・ 環境計画

不利契約引当金は、主にエネルギー売買複数年契約に関連している。

- ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
- ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。

Framatomeの長期契約に係る収益および利益マージンは、工事進行基準により計上されている。完成時の見積損益がマイナスとなる場合、当該損失は、工事進行基準の下で既に認識済の損失を控除後で、直ちに純損益に計上され、引当金が計上される。

環境計画引当金は、温室効果ガス排出権、再生可能エネルギー証書および省エネ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ることがある（注記1.3.27を参照）。

非常に稀な状況では、情報開示によって当グループが著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟に関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

1.3.22 従業員給付引当金

当グループは、事業展開している各国において施行されている特定の法律および施策に従って、従業員に対して雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば長期勤続報奨）を付与している。

1.3.22.1 従業員給付の計算および認識

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、期末日現在で従業員がすべての形態の制度の下で稼得している受給権の現在価値を、昇給予想および各国固有の経済状況を考慮して、決定するものである。

雇用後給付債務は、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・ 各制度に適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- ・ 従業員の年功を参照する退職時の給与水準、予想される昇進の影響に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- ・ 従業員の離職率および死亡率に関する各国のデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- ・ 該当する場合には、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 地域および債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFグループのコミットメントと同様の期間を有する優良社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、債務の評価額からその債務をカバーする制度資産の公正価値を控除した額に対応する。

従業員給付債務に関連して年度中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- ・ 損益計算書：
 - ・ 当期勤務費用。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
 - ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応し、現在、運用収益は債務に関する割引率と同一の割引率を用いて計算されている。
 - ・ 過去勤務費用。給付制度の変更/清算または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。
 - ・ その他の長期給付に関連する数理計算上の損益。
- ・ その他の連結包括利益：
 - ・ 雇用後給付に関連する数理計算上の損益。
 - ・ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

1.3.22.2 雇用後給付債務

当グループの従業員は、退職すると、国内規則により定められた年金からの給付を受ける。従業員はまた、会社が直接支払う給付および適用される法規に定められた付加給付を受ける権利を取得する場合もある。

1.3.22.2.1 IEG制度の適用を受けるフランス企業

IEG（電力およびガス）産業特別制度に属する企業、具体的にはEDF、Enedis、CTE下位企業集団、Électricité de Strasbourg、EDF PEIおよびDalkia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、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

1.3.22.2.2 IEG特別制度の適用を受けないフランス内外子会社

年金債務は、基本的に、英国の会社に関連するもので、その大部分が確定給付制度によりカバーされている。

英国では、EDF Energyにおいて、以下の3つの主要な確定給付年金制度を有している。

- ・ 電力供給年金制度（ESPS）の傘下にあるBritish Energy発電グループ（BEGG）制度。同制度の大半の加入者は原子力発電の従業員である。2012年8月にBEGG制度は新規加入を中止した。
- ・ 同じくESPSの傘下にあるEDF Energy発電および供給グループ（EEGSG）制度。同制度は、2010年12月に、電力網売却の一部としてUK Power Networksに以前のグループ制度が譲渡された後にEDF Energyに残った従業員向けに設定されたものである。EEGSG制度は以後、新規加入を受け入れていない。
- ・ EDF Energy年金制度（EEPS）。同制度は2004年3月に設定され、新規従業員の加入を認めている。

2016年度に、EDF Energyは、EEPS CARE（Career Average Revalued Earnings：職歴平均再評価所得）と称する、EEPS年金制度の新規の確定給付部分を導入した。EEPS CAREの下で、年金は、受給者の全職歴にわたる平均給与（インフレ調整後）に相当する年金受給対象給与に基づく。2017年12月に、BEGG年金制度にもCARE部分が導入され、EEPS年金制度の対応部分と同等の条

件で、原子力発電の新規従業員の加入を認めている。年金の他の部分は引き続き、受給者の直近の年金受給対象給与に基づいている。

各年金制度は財政的にそれぞれ独立している。BEGG制度およびEEGSG制度は、英国民間部門最大の年金制度の一つである産業全体のESPSの一部である。

当該制度は、別個の信託により外部管理される。受託者は企業および制度加入者により任命され、その排他的利益のために基金を管理する。受託者は制度の数理計算上のレビューを3年ごとに実施し、積立水準、雇用者および従業員の要拠出額ならびに支払計画を決定する。受託者は、企業の合意を得て、制度の投資戦略を定める責任を負う。

1.3.22.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、国内法規、具体的にはIEG体制のもとにあるEDFとフランス国内子会社に対する電力およびガス産業を規制する法規に従って稼得される。これらには、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに就労不能および傷病による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

1.3.23 特別委譲負債

これらの負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - ・ 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - ・ 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。

資産が取替えられると、取替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は消去され、既存資産に対する権利に振替えられる。これは新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲者の取替予定資産に対する権利は資産の更新により振替えられ、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

一般に、特別委譲負債の価額は、以下のように決定される。

- ・ 既存資産に対する委譲者の権利は、委譲資産に対する委譲者の想定持分を示すものであり、貸借対照表に計上された資産を基に評価される。
- ・ 取替予定資産に関係する義務は、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、取替予定資産に関係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、每期1.5%の予想インフレ率を適用して算出した資産の耐用年数到来時の見積取替価額から資産の取得価額を控除したものである。この金額は、資産の減耗を基に3.9%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた3.9%で割引かれている。

以下の表は、Enedisに関する2018年度の試算の影響を示している。

- ・ 損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2018年度
営業利益	132
金融損益	(571)
連結会社の税引前利益	(439)

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2018年度
期首現在	1,690
期末現在	1,251

この方法による委譲負債の評価は、原価と支出日に関する不確実性の影響を受け、さらにインフレ率と割引率の影響も受ける。

1.3.24 投資補助金

グループ会社が受け取った投資補助金は、負債の中の「その他の負債」に含まれ、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振替えられる。

1.3.25 売却目的保有に分類された資産および関連負債ならびに非継続事業

売却目的保有に該当する資産および関連負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。

資産または資産グループが非継続事業に分類された場合には、当該非継続事業に関連する収益および費用は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。

1.3.26 資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力に対する制約の内容および範囲

資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力を限定する可能性のある制約の主なものは、以下の項目に関連している。

- ・ 従業員給付への資金供給目的で保有する資産（主にフランスおよび英国—注記1.3.22を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランスおよび英国—それぞれ注記45および注記29.2を参照）。
- ・ 規制上のメカニズムに従っているか否かを問わず、委譲契約に係る有形および無形資産ならびに関連負債（エネルギーまたはエネルギー関連サービス供給義務、投資管理規則、契約終了時の委譲施設返還義務、契約終了時の要支払額、料率制限等）。これらの制約は、主にフランス（EDF、EnedisおよびDalkia）、次いでイタリアにおけるこの種の資産に当てはまる（注記1.3.13および注記1.3.23を参照）。
- ・ 当グループの一部の子会社に対する投資の売却は、特にその会社が規制対象事業を行うか原子力発電所を操業している場合（英国のEDF Nuclear Generation Ltd.、中国のTaishan (TNPJVC) および米国のCENGの場合がこれに当たる）、国の機関による承認を必要とする。

- ・ 保険子会社が健全性比率の要件を充足するために計上した健全性引当金および販売容量に関して講じた措置。
- ・ 配当金の分配が銀行債務の返済（もしくは借入金に関する適格性）および株主に関する条件に従うことを規定した融資契約を利用しているか、または一定の国における規制上の制限を受ける、一部の企業の現金。

当グループが支配している企業に関連する一部の株主契約には、ある特定の重要な意思決定について少数株主の承認を必要とする、少数株主保護条項が含まれている。

最後に、当グループ企業に供与された一部の融資貸付には早期償還条項が含まれており（注記38.2.6を参照）、現金および現金同等物の一部の項目には制約が課されている（注記37を参照）。

1.3.27 環境

1.3.27.1 温室効果ガス排出権

現在施行されているシステムについては、注記49.1に記載している。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFグループではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルでは、保有する権利は公正価値で棚卸資産に計上される。年度中に観察された公正価値の変動は損益計算書に計上される。

温室効果ガスに係る規制上の要求に従うために保有する権利（「生産」モデル）は、無形資産に計上される。

- ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
- ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

所定の期間中の当グループ内企業による見積排出量が、その期間に無償で割り当てられた排出権から現物ないし先物市場で売却された割当済権利を控除後の残量を超える場合、排出超過を填補するための引当金が設定される。この引当金は、保有する権利の不足分（実際の排出量と保有する割当済権利との決算日現在での差）に相当する。

排出権の無償割当がない場合、決算日現在の実際の排出量相当の引当金が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。実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が記帳される。

1.3.27.2 再生可能エネルギー証書

現在施行されている制度については、注記49.3に記載している。

EDFグループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 義務対象外発電業者については、発電量に基づき取得した証書は供給業者に販売されるまで「その他の棚卸資産」に計上する。
- ・ 義務対象発電業者、および発電と供給の両方を行い規定量の再生可能エネルギーの販売義務を負う企業については、当グループは発電量に基づき取得した証書に以下の会計処理を適用する。
 - 義務の水準に到達するまでは当該証書は認識されない。
 - 義務を上回る証書は「その他の棚卸資産」に計上される。
 - 企業が年度末に義務を充足する立場にない特別な状況の場合には、当グループは以下の会計処理を適用する。
 - ・ 義務を充足するために有償で取得された証書は取得原価で無形資産に計上される。

- ・ 年度末の義務と比較した証書の不足分相当の引当金が計上される。この引当金の価額は、現物ないし先物市場において購入済みの証書の取得価格および残量についての市場価格または罰金額を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に取り崩される。

トレーディング業務の一環として実施される証書の先物売買は、IFRS第9号に準拠して計上され、貸借対照表日現在の公正価値で評価される。公正価値の変動額は損益計算書に計上される。

1.3.27.3 省エネ証書

現在施行されている制度については、注記49.2に記載している。

EDFグループは、国から省エネ証書を受けるためにその資産または最終顧客との間の取組みに関する施策を実施するか、または省エネ証書を直接購入するかのいずれかによって、その義務を履行している。

省エネ義務の累積分を充足するために発生した費用は以下のように処理される。

- ・ 企業の行う対策がその企業自身の資産に関係し、その費用が資産の認識基準を満たす場合には、有形固定資産。
- ・ その費用が資産計上の要件を満たさない場合または行われた行為が第三者の省エネを促進するためのものである場合には、発生年度の費用。

期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、義務履行に使用されるまで、棚卸資産に含まれる。達成した省エネが、省エネ義務の累積分に満たない場合には、引当金が認識される。引当金の額は、販売したエネルギーに関連する義務を充足するために今後取るべき対策の費用に相当する。

1.3.27.4 環境費用

環境費用とは、当グループの業務に起因するかその可能性がある環境破壊の防止、削減または修復のために発生する識別可能な費用である。これらの費用は、以下のように処理される。

- ・ 将来の破壊の防止もしくは削減、または資源保護のために生じたものである場合には資産計上される。
- ・ 年度末現在で存在する債務に対応する費用であって、当該費用により報告日現在で資源の流出が発生する可能性が高いか確実である場合には、環境負債および環境リスク引当金の増加として計上される。
- ・ 環境問題、環境管理、環境税、廃水・廃ガスおよび非放射性廃棄物の処理、または、投資に関係しない調査を担当する団体の営業費用である場合には費用計上される。

注記2．比較可能性

2.1 IFRS第15号—顧客との契約から生じる収益

IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」は、2018年1月1日付で適用された（注記1.3.7を参照）。

当グループは、完全遡及アプローチを適用し、自己資本の期首残高には影響がなかった。

この変更により、2017年12月31日現在で報告された売上高および購入エネルギー費用が4,740百万ユーロ減少し、減価償却費および償却費控除前営業利益には影響がなかった。貸借対照表においては、引渡済エネルギーに係る未請求債権と顧客からの前受金を相殺する新たな実務（注記2.1.3.2を参照）により、2017年12月31日現在で報告された営業債権、その他の流動債権およびその他の流動負債がそれぞれ6,568百万ユーロ、2,342百万ユーロおよび8,910百万ユーロ減少した。

IFRS第15号の導入に関連して、当グループは、規制料金業務の現在の会計処理に影響を与え得る国際的な基準の変更について監視している。

会計処理の変更に関係する取引は、以下の通りである。

2.1.1 エネルギーの引渡しによる収益の認識（本人か代理人かの区別）

フランスおよびベルギーでは、引渡しはエネルギー供給とは別個のサービスであり、エネルギー供給業者は当該引渡しサービスを供給するに当たり、代理人として行動しているものと当グループは結論付けた。

他方、イタリアおよび英国では、エネルギー供給業者は、引渡しサービスの本人として分類される。

フランスでは、電力引渡しサービスの大部分は、当グループの規制対象子会社であるフランスの配電網管理者、Enedisにより履行されている。従って、フランスにおける電力引渡しに関する本人か代理人かの区別は、事業セグメント報告における売上高の表示のみに影響する。

これらの変更により、2017年度について報告されたベルギーのガスおよび電力引渡しならびにフランスのガス引渡し（およびフランスの非グループ配電網管理者による電力引渡し）による売上高が1,527百万ユーロ減少し、対応する引渡し費用（購入燃料およびエネルギー費用に含まれる）が同額減少した。

2.1.2 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

実施した分析により、当グループは、純額ベースの会計処理の方が、最適化取引の経済的実態をより適切に反映するとの判断に至った。一部の当グループ企業（イタリア、ベルギーおよびDalkiaについてフランス）は従来、それらの売上高を、購入エネルギー費用を相手勘定として、総額ベースで報告してきたため、この変更により、2017年12月31日現在で報告された売上高および購入エネルギー費用が2,793百万ユーロ減少した。

2.1.3 その他の影響

2.1.3.1 連結損益計算書に対するその他の影響

従来は総額ベースで認識されていたが、同様にIFRS第15号を適用して現在は純額ベースで表示されているその他の取引は、合計420百万ユーロのイタリアの委託取引およびフランスの電力網に関する再調整メカニズムの下で行われる決済である。これらの再表示は、2017年12月31日の時点で公表された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は影響を与えなかった。

2.1.3.2 連結貸借対照表に対するその他の影響

供給済のエネルギーに対する未請求債権の金額を含む営業債権は、現在は、毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金を控除後で表示されている。

この変更により、2017年12月31日現在の営業債権およびその他の流動負債が6,568百万ユーロ減少した。これらの金額に関連する税金の相殺により、2017年12月31日現在で2,342百万ユーロの減少（その他の流動負債の「税金負債」および対応するその他の流動資産の「税金債権」の減少）が生じた。

2.1.4 当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益およびセグメント報告に対する影響の要約

(単位：百万ユーロ)	2017年12月31日現在 公表済	IFRS第15号の 影響	2017年12月31日現在 再表示
売上高	69,632	(4,740)	64,892
購入燃料およびエネルギー費用	(37,641)	4,740	(32,901)
その他の対外費用	(8,739)	-	(8,739)
人件費	(12,456)	-	(12,456)
法人所得税を除く税金	(3,541)	-	(3,541)
その他の営業収益および営業費用	6,487	-	6,487
減価償却費および償却費控除前営業利益	13,742	-	13,742

以下の表は、2017年12月31日現在で報告されたセグメント情報およびIFRS第15号の適用による再表示を要約したものである。

2017年12月31日現在公表済数値

(単位：百万ユーロ)	フランス 発電・供給	フランス 規制業務	英国	イタリア	その他 国外(1)	その他 事業(2)	セグメント間 消去	合計
対外売上高	34,533	5,732	8,681	9,918	4,649	6,119	-	69,632
セグメント間売上高	1,073	10,164	7	22	173	1,694	(13,133)	-
公表済売上高	35,606	15,896	8,688	9,940	4,822	7,813	(13,133)	69,632

IFRS第15号の再表示

対外売上高	(10,607)	10,041	-	(2,218)	(1,656)	(300)	-	(4,740)
セグメント間売上高	-	(10,101)	-	-	-	-	10,101	-
売上高	(10,607)	(60)	-	(2,218)	(1,656)	(300)	10,101	(4,740)

2017年12月31日現在
再表示

対外売上高	23,926	15,773	8,681	7,700	2,993	5,819	-	64,892
セグメント間売上高	1,073	63	7	22	173	1,694	(3,032)	-
再表示後売上高	24,999	15,836	8,688	7,722	3,166	7,513	(3,032)	64,892

(1) IFRS第15号の再表示は、EDF Luminus（ベルギー）のみに関連する。

(2) EDF Renewables（1,280百万ユーロ）およびDalkia（IFRS第15号の再表示後3,751百万ユーロ）を含む。

2018年1月1日付でセグメント情報も変更されており、2017年12月31日現在の比較数値はそれに従って再表示されている（注記6を参照）。

2.2 IFRS第9号—金融商品

IFRS第9号「金融商品」は、2018年1月1日付で強制適用された。この基準は、注記1.3.16に記載した通り、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ものである。

2.2.1 経過措置

IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチを適用して、適用初年度の比較数値が再表示された。その結果、

- 2017年12月31日現在と2018年1月1日現在との間の金融資産および負債の帳簿価額の差額は、連結剰余金の期首残高に計上されている。
- 比較貸借対照表上、金融資産についてはIFRS第9号の区分により分類していない。その結果、2017年度の比較情報には依然として「売却可能金融資産」が表示されている（注記36.1を参照）。
- 比較対象期間の減損については再表示していない。

- ・ IFRS第9号のヘッジ会計ルールは将来に向かって適用されている。移行により不適格とされたヘッジ関係はなかった。

IFRS第9号適用による主な影響の詳細については、以下に記載している。2017年12月31日現在で公表された損益計算書の数値に対する影響は、参考のために、2018年12月31日現在の損益計算書との比較可能性目的で提示されている。

2.2.2 当グループにおけるIFRS第9号の主な影響

2.2.2.1 分類および測定

IAS第39号の下で「売却可能(AFS)」として分類されていた当グループの金融資産は、現在は、その他の包括利益（リサイクルを伴うOCIもしくはリサイクルを伴わないOCI）を通じて公正価値で測定するもの、または純損益を通じて公正価値で測定するものに分類されている。

当グループにおけるIFRS第9号適用の主たる影響は、投資ファンド持分の形態で保有する金融資産に関連し、次いで、保有する資本性金融商品（株式）に関連する。

- ・ 投資ファンド持分については、従来、認識中止時における純損益へのリサイクルを伴うOCIに認識されていた未実現損益が、現在は、IFRS第9号の分類に従い、当グループの損益計算書に直接計上されている。

²⁷/_{A2} これらの商品は、2017年12月31日現在の貸借対照表上、18,382百万ユーロで計上されていた。2018年1月1日現在の公正価値の変動は、税引前で合計1,807百万ユーロ（税引後で1,172百万ユーロ）であり、従来はIAS第39号の下でリサイクルを伴うOCIに認識されていたが、その全額が将来の純損益へのリサイクルを伴わないものとして、その他の連結剰余金に再分類されている。

- ・ 売買目的以外で保有する資本性金融商品については、当グループは、2017年12月31日現在のポートフォリオに含まれる商品の大半に係る公正価値の変動を、純損益に計上している。ただし、当グループは、2017年12月31日現在のポートフォリオに含まれる有価証券の一部について、公正価値の変動をリサイクルを伴うことなくOCIに認識する旨の取消不能の選択を行った。

²⁷/_{A2} これらの商品は、2017年12月31日現在の貸借対照表上、1,679百万ユーロで計上されていた。2018年1月1日現在の公正価値の変動は、税引前で合計135百万ユーロ（税引後で87百万ユーロ）であり、その全額が、将来の純損益へのリサイクルを伴わないものとして、その他の連結剰余金に再分類されている。

- ・ 負債証券（具体的には債券）のポートフォリオは、2017年12月31日現在の貸借対照表上、20,863百万ユーロで計上されていた。

この合計額のうち、20,828百万ユーロは「回収および売却」事業モデルに基づいて管理され、SPPIテストの要件を満たしている。その結果、当該ポートフォリオのこの部分に係る公正価値の変動は、従来の会計処理を継続して、リサイクルを伴うOCIに計上されている。

²⁷/_{A2} リサイクルを伴うOCIに引き続き計上されている、これらの商品に係る2018年1月1日現在の公正価値の変動は、税引前で245百万ユーロ（税引後で162百万ユーロ）である。

当該ポートフォリオの残額（2017年12月31日現在35百万ユーロ）は、現在は、純損益を通じて公正価値で測定されている。

²⁷/_{A2} これらの商品については、2018年1月1日現在の公正価値の変動は、税引前で合計3百万ユーロ（税引後で2百万ユーロ）であり、全額が、将来の純損益へのリサイクルを伴わないものとして、その他の連結剰余金に再分類されている。

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（注記45を参照）のポートフォリオ（2017年12月31日現在合計20,848百万ユーロ—注記36.2を参照）に属している。

IFRS第9号の適用により、当グループの損益計算書のボラティリティが全般的に高まるが、専用資産は核サイクル終了引当金を補填するために保有され、当該引当金は、金融損益に含まれる、時の経過による割引の戻入に係る費用を毎年発生させる。

以下の表は、2017年12月31日現在で当グループが保有する金融資産におけるIAS第39号とIFRS第9号の間での分類の変更、および当グループの財務諸表に対する影響を要約したものである。

(単位：百万ユーロ)

IAS第39号による分類	IFRS第9号による分類						2018年 1月1日 現在 公正価値 剰余金純額 (税引後)(2)
	2017年 12月31日 現在残高 再表示(1)	償却原価 で測定する もの	リサイクル を伴うOCI を通じて 公正価値 で測定する もの	リサイクル を伴わない OCI を通じて 公正価値 で測定する もの	純損益 を通じて 公正価値 で測定する もの	2018年 1月1日 現在 公正価値 剰余金総額	
売却可能金融資産	40,924	-	20,828	444	19,652	2,190	1,423
EDFの専用資産	20,848	-	4,992	-	15,856	2,114	1,347
EDFの流動性の高い資産	18,963	-	15,815	-	3,148	73	73
その他の資産	1,113	-	21	444	648	3	3
貸付金および債権	14,622	14,330	-	-	292	-	-
営業債権(3)	16,843	15,187	1,656	-	-	-	-

- (1) 売却可能金融資産ならびに貸付金および債権の詳細については、それぞれ、2017年度の連結財務諸表に対する注記36.2.2および36.3を参照のこと。営業債権の金額は、IFRS第15号の影響について再表示されている（注記2.1.3.2を参照）。
- (2) 次の未実現損益に係る公正価値の累積的変動額（税引後）に相当する：投資ファンド持分（1,172百万ユーロ）、資本性金融商品（87百万ユーロ）および負債証券、具体的には債券（164百万ユーロ）。
- (3) Edison（イタリア）の営業債権は「回収および売却」事業モデルに基づいて管理されているため、「リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定するもの」に分類されている。

2.2.2.2 減損

関連するすべての金融資産にIFRS第9号の減損モデルを遡及適用した結果、剰余金期首残高に(34)百万ユーロ（税引後）の影響が認識されている。

2.2.2.3 ヘッジ会計

すべてのヘッジ関係が2018年1月1日現在も継続されたため、IFRS第9号のヘッジ会計ルールを遡及適用は、剰余金期首残高に影響を与えなかった。

2.2.2.4 負債の条件変更

認識の中止が生じない負債の条件変更に関するIFRS第9号に基づく会計処理が、2017年7月にIASBにより明確化された。この基準は、条件変更日現在の当該負債の償却原価変動額を純損益に認識することを求めており、当該変動額を条件が変更された負債の残存期間にわたって配分するという現行の実務と異なる。

このIFRS第9号の明確化を2018年1月1日現在で遡及適用することによる当グループの剰余金期首残高への影響は、28百万ユーロ（税引後）である。

2.2.2.5 2018年1月1日現在のグループ自己資本（税引後）の変動に関する影響の要約

税引後の影響額(単位：百万ユーロ)	金融商品に係る 再評価差額 (リサイクルを 伴うOCI)	その他の 連結剰余金 および純利益(1)
2017年12月31日現在自己資本－公表済	(306)	40,103
ーリサイクルを伴うOCIを通じて測定するものでなくなった金融商品の公正価値修正(2)	(1,261)	1,261

－これらの公正価値修正に対する関連会社および共同支配企業持分	(159)	159
－減損（注記2.2.2.2を参照）	6	(34)
－負債の条件変更（注記2.2.2.4を参照）	-	28
	<u>(1,414)</u>	<u>1,414</u>
2018年1月1日現在の自己資本－再表示後	<u>(1,720)</u>	<u>41,517</u>

- (1) リサイクルを伴わないOCIで測定するものに計上された公正価値の変動は、「その他の連結剰余金および純利益」の項目に表示されている。
- (2) 2017年12月31日現在、未実現損益に係る公正価値の累積的変動額（税引後）は、投資ファンド持分1,172百万ユーロ、リサイクルを伴わないOCIで測定するものと選択した資本性金融商品87百万ユーロおよび負債証券（具体的には債券）2百万ユーロ（注記2.2.2.1を参照）である。

2.2.2.6 金融資産へのIFRS第9号の適用が2017年度の純利益に与える影響に関する情報

IAS第39号に代えてIFRS第9号を適用することが当グループの2017年12月31日現在の純利益に与える影響は、参考のために、また、比較可能性目的で提示されている。主な影響は、リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定する金融資産または純損益を通じて公正価値で測定する金融資産に関連する。これらの商品について、他のすべての条件を一定とした場合に金融損益に与える影響は215百万ユーロ（純利益に与える影響は176百万ユーロ）であり、その内訳は以下の通りである。

- ・ 2017年度に実現した売却損益を認識しないことによる（931）百万ユーロ。このうち（985）百万ユーロは専用資産に関連する（注記15.3を参照）。
- ・ 当該商品に係る2017年度中の公正価値の変動の損益認識による、当該期間中のボラティリティを示す1,146百万ユーロ。このうち1,158百万ユーロは専用資産に関連する。

(単位：百万ユーロ)	2017年度 公表済	IFRS第9号の 再表示	2017年度 再表示
減価償却費および償却費控除前営業利益	13,742	-	13,742
営業利益	5,637	-	5,637
総金融負債に係る費用	(1,778)	-	(1,778)
割引の影響	(2,959)	-	(2,959)
その他の金融収益および費用	2,501	215	2,716
金融損益	(2,236)	215	(2,021)
法人所得税	(147)	(96)	(243)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分(1)	35	57	92
グループの純利益	3,289	176	3,465

(1) CENGに対する投資に関連する。

注記3．重要な事象および取引

3.1 中国のTaishan原子力発電所の原子炉2基のうち1号機の商業運転開始

2018年12月14日、CGNおよびEDFは、Taishan原子力発電所の1号機が、商業運転を開始した世界初のEPRとなったことを発表しました。この最後の経過目標は、2018年12月13日に、全出力での連続168時間の運転に関する最終の法定検査を成功裡に完了させたことで達成された。当該検査では当該原子炉の安全な運転に関するすべての要件の充足が示された。

1,750MWのEPR原子炉2基から構成されるTaishan原子力発電所は、中国とフランスの間で行われたエネルギー業界最大の協力プロジェクトである。Taishanの2基の原子炉は、中国の利用者5百万人の年間電力消費量に等しい年間24TWhまでの無炭素電力を中国の電力網に供給し、同時に年間21百万トンの二酸化炭素排出を抑制する能力がある。

Taishanプロジェクトは、CGN（51%）、EDF（30%）およびYuedianという中国の地域公益事業者（19%）により設立された共同支配企業、TNPJVCが主導している。EDFグループおよびその子会社であるFramatomeは、最高の国際的安全基準を充足する第3世代のEPR技術を提供した。EDFはまた、フラマンヴィル3のEPR建設から得た運転経験を提供しており、これはTaishan 1号機建設プロジェクトの第1フェーズを成功裡に完了するのに決定的な要因となった。

Taishan 1号機は、プロジェクト管理の経験および技術的専門知識を世界中のEPRに提供している。この経験の恩恵を最初に受ける原子炉は、英国において建設中のヒンクリー・ポイントCの2基である。EDFおよびCGNは、他の2件の英国プロジェクト、即ちサイズウェルCのEPRプロジェクト、およびHualongの技術を基礎としたブラッドウェルBプロジェクトにおけるパートナーとなっている。

3.2 EDFグループによる200件超の不動産および事業用資産ポートフォリオのCOLONY CAPITALへの売却

2018年11月28日に、EDFグループは、その大部分を子会社であるSofilo経由で、Colony Capitalが管理する投資ビークルに対し、200件超の事務所用建物および事業用資産ポートフォリオの売却を完了した。

当該ポートフォリオは、フランスのパリ地区およびその他の地域に所在する資産を含み、合計約430,000㎡の表面積を有する。この取引は、EDFグループに対するオペレーティング・リース契約と合わせて行われた。

この取引の完了をもって、EDFグループの2015-2020年度に係る100億ユーロの資産処分計画は完了した。

3.3 Dunkerque LNGに対するEDF持分の売却の完了

2018年初頭に着手した競争入札手続を経て、EDFグループは、2018年6月29日に、ダンケルクの液化天然ガス（LNG）ターミナルの所有者兼運営者であるDunkerque LNGの資本に対する65.01%持分の売却に関し、2つの投資家グループと独占的交渉に入った旨を発表した。

Fluxys、顧客の代理人としてのAXA Investment Managers-Real Assets、およびCrédit Agricole Assurancesから構成されるコンソーシアムが31%持分の取得を引き受け、IPMグループ（ソウルのInfraPartners Management Korea Co. Ltd.およびロンドンのInfraPartners Management LLPから構成される）が率いる、Samsung Asset Management Co., Ltdと連携し、Samsung Securities Co. Ltd.、IBK Securities Co. Ltd.およびHanwha Investment & Securities Co. Ltd.から構成される韓国投資家のコンソーシアムが34.01%持分を取得した。

2つのコンソーシアムが支払う価格に基づいて、Dunkerque LNGの100%の平均企業価値は24億ユーロである。

この取引により、既にDunkerque LNGの25%株主であったFluxysは、AXA Investment Managers-Real AssetsおよびCrédit Agricole Assurancesの支援を得て、Dunkerque LNGの支配を獲得し連結することが可能となった。

EDFは、Dunkerque LNGの一顧客として、当グループのガス戦略に今後も引き続き寄与する当該ターミナルに対し、長期的にコミットしている。

2018年7月12日に、EDFグループは、当該売却に関する同コンソーシアムとの法的拘束力ある契約に署名した。

必要な規制上の承認が下りた時点で、2018年10月30日に、EDFグループはDunkerque LNG ターミナルに対する持分の売却を完了した。

この売却を受けて、EDFとDunkerque LNGとのLNG再ガス化容量の予約に関する長期契約を評価した結果、不利契約引当金の737百万ユーロの増加が認識された（注記32を参照）。創出された利益755百万ユーロから、その他の収益および費用に対するこの取引の正味影響額は18百万ユーロである（注記14を参照）。またこの取引は、譲渡現金控除後で約10億ユーロの売却価格に基づき、EDFグループの純金融負債額の15億ユーロの削減に寄与している。

3.4 優先債の発行：EDFによる37.5億米ドルおよび10億ユーロの資金調達

2018年9月19日にEDFは、3本の優先債発行により37.5億米ドルの資金を調達した。

- ・ 固定表面年利率4.500%、期間10年、18億米ドルの社債
- ・ 固定表面年利率4.875%、期間20年、650百万米ドルの社債
- ・ 固定表面年利率5.000%、期間30年、13億米ドルの社債

さらに、2018年9月25日にEDFは、固定表面年利率2%、期間12年、10億ユーロの優先ノートの募集を開始した。

これらの取引によってEDFグループは、貸借対照表構成の一層の強化および近々期限到来する金融債務の再調達が可能となる。

3.5 永久劣後債の発行

2018年9月25日にEDFは、表面年利率4%、初回償還がEDFの請求により2024年7月4日から2024年10月4日までの間（両端日を含む）となる「再設定条項付永久6年非償還ハイブリッド債」12.5億ユーロの売出しに成功した。フランスの規制当局は当該商品に関する目論見書について2018年10月2日付承認書第18-466号を発行し、当該商品の決済および受渡しは2018年10月4日に行われた。

EDFは引き続き、建設中資産の資金調達のため、資本構成の恒久的な一部としてハイブリッド債の利用に関わる。

IAS第32号に準拠して、この永久劣後債（注記1.3.20.4を参照）の発行は、資金受領時に1,243百万ユーロ（費用控除後）で自己資本に計上された。

3.6 ハイブリッド債の一部シリーズの償還

2018年9月25日にEDFは、未償還のハイブリッド債シリーズ4本の償還について、現金による買入償還の申し出を公表した。

買入償還申し出期間が2018年10月3日に終了した後、EDFは、優先順位に従って最初の2本のハイブリッド債発行から、有効に申し込みを受けた社債を現金12.5億ユーロにて買入償還した。

EDFのハイブリッド債総額は、上記のハイブリッド債発行および償還取引の結果、変動していない。

この買入償還申し出の結果の要約は以下の表の通りである。

対象 ハイブリッド債	ISIN	引受優先 順位	申込額	申込額（未償還 額に対する%）	引受額	按分係数	申込価格
2020債	FR0011401736	1	911,800,000 ユーロ	73%	911,800,000 ユーロ	100.00%	105.255%
2022債	FR0011697010	2	635,100,00 0ユーロ	64%	338,200,000 ユーロ	59.50%	108.185%
2026債	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
2025債	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

この買入償還申し出の決済は、2018年10月5日に行われた。

IAS第32号に準拠して、この永久劣後債（注記1.3.20.4を参照）の償還は、資金支払時に1,329百万ユーロ（費用控除後）で自己資本に計上された。

3.7 革新的ESG連動リボルビング与信枠のシンジケーション

2018年12月14日にEDFは、40億ユーロのリボルビング与信枠のシンジケーション（注記38.2.5を参照）を完了した。そのコストは、環境、社会およびガバナンス（ESG）事項に関する当グループの主要な実績指標（KPI）のうち3つ、即ち、EDFの直接二酸化炭素排出量、EDFのオンライン消費モニターツールの顧客利用量（積極的に消費に関わるフランスの住宅顧客獲得におけるEDFの成功の指標として）、およびEDF保有車両の電化に連動する。

このESG連動与信枠は、20行を超える銀行のシンジケート団に関わり、EDFの既存の40億ユーロのリボルビング与信枠を改訂し、新たな期限である2023年まで延長される。これは、EDFがこの数年間にわたり開発してきた一連の持続可能な資金調達手段を、特にグリーン債市場において補完する。

3.8 EDF RENEWABLES

3.8.1 洋上風力発電プロジェクト開発に向けたEDF Renewablesのニュージャージー州への投資

EDF Renewables North AmericaおよびShell New Energies US LLC (Shell)は、2018年12月20日に、ニュージャージー州風力発電地域（WEA）内のOCS-0499リース地域の共同開発のために、50対50の共同支配企業であるAtlantic Shores Offshore Wind, LLCを設立したことを発表した。

当該リース地域は潜在的に約2,500MWの洋上風力発電能力を有する。これは百万世帯近くの年間電力消費量を賄うのに十分である。この取引は規制上の承認を必要とし、建設は、前向きな最終投資決定次第である。

当該リース地域は74,200ヘクタールから成り、アトランティック・シティの海岸から13km沖合の米国外部大陸棚（OCS）上にある。この地域は、人口が多く電力需要の高い中心都市に近く、比較的浅い近海で強力かつ安定した風力資源を提供する。

このプロジェクトの一環として、海事リースが最大199百万ユーロ（EDFの持分）の価格で購入された。

3.8.2 英国の風力発電所24基におけるEDF RENEWABLESの新パートナー

2018年6月29日にEDF Renewablesは、英国の風力発電所24基（約550MW）に対する49%の少数持分を701百万英ポンドにて売却した。

Dalmore Capital LimitedおよびPensions Infrastructure Platformとの新たな提携は、大口の英国地方自治体年金制度からの投資を得て、EDF Renewablesの再生可能エネルギー事業拡大の継続を可能とする。

EDF Renewablesは、この風力発電所ポートフォリオの51%持分を引き続き所有した。また、同社は引き続き、当該用地を運営し、操業、保守および資産管理サービスを提供する。

EDF Energyもまた、引き続き、当該風力発電所により生み出されたすべての電力およびROC(再生可能エネルギー義務証書)を、市場の標準的な条件で購入する。

この投資の売却は、支配の変更を伴わない株主間の取引とされ、自己資本に認識され、当グループの損益計算書には影響を与えていない(連結自己資本変動計算書を参照)。

3.9 1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定の支持

2018年1月16日に、欧州連合一般裁判所は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定に対するEDFの不服申立てを棄却し、フランス政府によるその回収を命じた。

欧州委員会の当該決定の後、2015年10月13日にEDFは、金利を含めた政府補助金の額に相当する13.83億ユーロを払い戻した。EnedisおよびRTEはそれぞれの持分を提出した。

一般裁判所はその判決において、欧州委員会の2015年7月22日付決定を支持した。2015年10月13日に行われた払戻しを考慮し、この判決の履行は追加の支払を伴わなかった。

2018年3月27日に、EDFは、一般裁判所の2018年1月16日付決定を不服として、欧州連合司法裁判所に対して不服申立てを行った。2018年12月13日に当該裁判所は当該不服申立てを棄却し、欧州委員会の決定を追認した。本訴訟は当該棄却をもって最終的に決着した。

3.10 フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2018年度中に主要な経過目標が達成された。

- ・ 冷却機能検査の完了。この検査は、運転開始された際の当該システムの圧力よりも高い240バール超の圧力下における一次システムの漏洩実績検査を含む、膨大な回数の試運転から構成される。
- ・ 2018年4月の原子炉格納建造物の検査成功。これは建造物内の圧力を外気圧の6倍まで上げることによりコンクリート構造体の力学的挙動および気密性を点検する空中検査である。
- ・ ホット機能検査を安定的で一貫した計装制御(I&C)構造の中で行えるように、約250か所の改良を含むI&C構造の統合が、2018年9月初旬に完了した。

設備製造および品質

2018年12月31日現在、原子力部門および従来型の島のほぼすべての設備の用地への引渡しおよび組立てが完了していた。一次システム向けにFramatomeにより製造された設備の品質に関する状況については、以下の段落に記載している。

容器

容器ヘッドおよび底部における予想を上回る炭素含有量の問題は、EDFの監督下でFramatomeが提出した文書を基に、2017年度上半期中にフランス原子力安全当局（Autorité de Sûreté Nucléaire—ASN）の検査を受けた。ASNが任命した専門家集団の意見に基づいて、ASNは2017年10月11日に意見書を公表し、容器ヘッドおよび下端部の力学特性は、事故の場合も含め、その用途に適合していると結論付けた。

2018年10月9日に、ASNは以下を認可した。

- ・ 容器底部の試運転。機能点検を条件とする。
- ・ 容器ヘッドの試運転。容器底部の点検に匹敵する点検の技術的な実施可能性が示されない限り、2024年までの限定的な運転期間とする。

容器ヘッドの稼働中点検が工業的に実施可能であれば現在の容器ヘッドを保持することについて、2019年度後半にASNの承認を求めるため、EDFは現在、当該点検の開発に取り組んでいる。承認が得られなければ、EDFは取替用容器ヘッドの製造に要する費用の一部または全部につき引き続き責任を負う可能性がある。当該費用は、その発生に際しては発電所の試運転後も発生するため、目標建設費用には含まれない。EDF SAは本件に関し、AREVA SAを相手取り、仲裁手続きを開始した。

主要な二次システムの接合部における破断防止および品質上の欠陥

2017年11月30日にEDFは、ASNに対し、蒸気発生器において発生した蒸気をタービンに送る、フラマンヴィル3 EPRの二次システムの接合部における品質上の欠陥の発見に関する重要事象を宣言した。

このシステム（主要な蒸気配管）は、設計、製造および稼働中監視についてより厳しい要件を備えた「破断防止」概念に従って設計、製造された。これらのより厳しい要件は、EDFが要求したものであり、当該システムの建設に関する「高品質」要件により補強されている。

これらの要件は設計段階で適用されたが、接合部の作業において適切に取り入れられなかった。当該要件に合致しないことは、必ずしも原子力圧力装置規則への準拠性違反とはならない。

2018年3月21日からの初回総合検査の間に、EDFは、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次システムにおける配管上の接合部において、他の品質上の欠陥を発見した。この初回総合検査は、発電所の試運転に先立ち法的に強制されるものであり、主に一次および二次システムにおける接合部の検査を含む。これにより運転開始前の発電所の状態に係る初回基準値報告書が作成される。

業界慣行に従い、当該接合部は当該システムの製造を担当した請負業者共同体により点検されており、各業者は作業終了時に適合宣言を行っていた。

2018年4月10日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、EDFはASNに対し、当該接合部の実績点検における欠陥の発見に関し重要事象を通知した（主要な二次システムの一部は「破断防止」要件の不十分な適用により既に該当していた）。

これを受けてEDFは、2018年度第2四半期中に、主要な二次システムに関係する150か所すべての接合部について追加検査を開始した。

これら150か所の接合部のうち

- ・ 87か所の接合部は、要件に適合していた。
- ・ 33か所の接合部には品質上の欠陥があり、修理が必要であった。現場における当該接合部の修理作業は2018年7月下旬に開始された。
- ・ EDFはまた、この他に欠陥はなかったがEPR設計段階においてEDFが定義した破断防止要件に合致しない20か所の接合部について、やり直しを決定した。最初の接合部に関する修正届がASNに送付され、現場における修理作業は2018年11月に開始された。
- ・ これ以外の10か所の接合部について、EDFは、当該発電所の全操業期間にわたる高水準の安全性を確保するための特定の検証方法を詳述した提案をASNに提出した。最終分析の後、この数は8か所に減少した。また、点検により、当該8か所の接合部のうち1か所に小さな品質上の欠陥があることが判明した。ASNはEDFの特定の検証方法について、今後数か月以内に綿密な調査を行う予定である。

試運転の予定表および建設費用

2018年7月25日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、当グループは当該検査に関する更新情報を提示し、フラマンヴィールEPRの予定表および目標建設費用を修正した。

- ・ 核燃料装填の目標日は、2019年度第4四半期末と設定され、運転開始およびホット機能検査は2018年度後半に予定された。
- ・ 目標建設費用は105億ユーロから109億ユーロに変更された（2015年のユーロにより、借入費用を除く）。

2019年1月21日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、EDFは、ホット機能検査の予定が変更となり現在は2019年2月後半中に開始される予定である旨を発表した。

予定表および見積建設費用は、引き続き逼迫している。これには上述の通り、ASNからの認可受理の予定表も含まれる。当該認可は、当グループの2019年1月31日付プレスリリースに記載された通り、他の要因の中でも、主要な二次システムにおける接合部の修理についてEDFが提案した方法に関するASNの検査の完了を条件としている。

2019年1月29日に、ASNの委員長は、主要な二次システムにおける接合部の妥当性確認プログラムに関する声明書をASNが2019年5月に公表する予定であることを発表し、以下のように述べた。「原子炉容器建造物構造内の8か所の接合部についても、やり直しが必要と判明した場合には、最終期限に間に合うことは不可能である」。フラマンヴィールEPRにおける進展、特に予定表および建設費用に関する詳細な更新情報は、ASNの声明書公表後に公表される。EDFは現在のところ、提案した方法をASNが妥当と認めない場合の影響を評価する立場にない。

3.11 2017年度の重要な事象および取引

3.11.1 EDF SAによる増資

2017年3月30日にEDFは、既存株主の優先引受権が付された現金増資を実行した。

増資総額（発行プレミアムを含む）は合計4,018百万ユーロであり、632,741,004株の新株が、1株当たり発行価格6.35ユーロで発行された。この合計額は以下から成っていた：

- ・ 資本金増加額316百万ユーロ
- ・ 発行プレミアムの総増加額3,702百万ユーロ

発行費（税引後）は発行プレミアムから控除された。

フランス政府は、そのコミットメントに従い30億ユーロ、すなわち増資の約75%を引き受け、当該取引後は当社資本金の83.10%を保有することになった。

3.11.2 FRAMATOMEの75.5%の取得

AREVA SA、AREVA NPおよびEDFは、2017年12月22日付で、AREVA NPの100%子会社である「NEW NP」（2018年1月からFramatomeに改称）に対するEDFの独占的支配権を与える持分のEDFへの売却を完了した。

EDFによるFramatome資本の75.5%の取得は、金融債務を移転しない、調整後評価額24.7億ユーロ（資本の100%）を基礎とした。この価格は、2017年度の予測EBITDA⁽¹⁾の8倍相当であった。

⁽¹⁾取得した事業から大型プロジェクトを除く経常的なプロフォーマEBITDA。

IFRS第3号（改訂後）を適用して、当グループはこの企業結合の諸勘定への認識を2018年12月31日現在で完了した（注記5.1を参照）。

同日現在の購入価格は、以下の理由により当初見積額を132百万ユーロ上回る、26億ユーロ（資本の100%）で確定している。

- ・ 取引完了日（2017年12月31日）時点の確定後の財務諸表に基づく価格調整。
- ・ 見積アーンアウト支払額。その一部は購入完了日後に測定される業績目標の達成度に応じ、245百万ユーロを上限とする最終的な金額は2019年度中に確定する予定である。

- ・ 2017年12月22日付売買契約書においてEDFがAREVA NPから受けた一定の保証の見積額。

Framatomeの2017年12月31日現在の暫定的な開始貸借対照表（資本100%による）は、2017年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記3.2.4.1に記載されており、確定後の開始貸借対照表は注記5.1に記載されている。

2018年2月3日に、Teollisuuden Voima (TV0)は、欧州一般裁判所に対し、EDFのFramatome取得を認めた欧州委員会の2017年5月29日付決定が集中抑制規則に違反しているとの理由で、その取消しを求める訴訟を提起した。TV0は後日この訴訟を取り下げ、当該訴訟を登録から削除した旨の当該裁判所の2018年5月16日付発表が5月末に公表された。

3.11.3 CTEの49.9%の売却

2017年3月31日に、EDFは、2016年12月以後RTEを100%所有していた送電事業者Coentreprise de transport d'électricité (CTE) に対する49.9%持分の Caisse des DépôtsおよびCNP Assurancesへの売却を完了した。

この売却は、RTE100%に係る82億ユーロの評価額に基づいていた。

この取引は、2017年度において、その他の収益および費用に1,462百万ユーロ（連結純利益に1,289百万ユーロ）の影響を与え、専用資産に配分されなかった部分に関する売却価格13億ユーロおよびCTEに対する支配の喪失に起因する純負債額の正味減少額28億ユーロに基づいて、EDFグループの純負債額の約40億ユーロの減少に貢献した。

この取引以来、取得原価で計上されていたEDFのCTEに対する50.1%投資は、持分法により会計処理されており、全額が専用資産ポートフォリオに配分されている。

注記4．フランスにおける規制の変更

4.1 フランスの複数年エネルギー計画（PPE）

2019年1月25日に、フランスの環境連帯移行大臣は、2015年に採択されたフランスのグリーン成長のためのエネルギー移行法により導入されたエネルギー政策の監督手段であるPPEの草案を公表した。原則として、PPEは2つの連続した5年間を対象とする。2016年10月に公表された最初のPPEは、このルールから離れて、2つの連続した3年間および5年間、それぞれ2016年-2018年および2019年-2023年を設定した。改訂後のPPEは未確定であるが、2019年-2023年および2024年-2028年の期間を対象とする予定である。当該PPE案は、複数年プログラムおよび国の低炭素戦略に関する政府目標を提示した同大臣の2018年11月27日付プレスリリースを受けたものである。

原子力発電に関しては、フランス政府は現在、国の電力構成に占める原子力の割合を50%にする目標達成の期限を2035年に設定している。その結果、この目標はエネルギー法において変更される予定である。これを達成するためには、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖を「設置済の原子力発電所に係る上限を適用して、フラマンヴィールEPRの操業開始を可能とするため、2020年春までに」行う件を含め、2035年までに核原子炉14基を閉鎖しなければならない。

これらの閉鎖の予定表は、該当する原子炉の第5回10年検査の時期と連携している。ただし、2基の原子炉については、安全供給の基準が遵守されていれば、PPE第2期中の2027年および2028年に閉鎖される予定である。電力価格および欧州電力市場の動向に関する一定の条件が満たされた場合には、さらに2基の原子炉もまた、2023年の決定により2025年-2026年に閉鎖される可能性がある。

PPE確定稿には、これらの原子炉閉鎖の優先用地名が記載される予定である。すべての閉鎖は、主として地域発展の新たな原動力を育てるための環境移行契約による、関係地域への国の支援を伴う。

PPE案は現在、2019年における採択および法規制化が可能となる前段階の、協議プロセスを経ている最中である。

上述の施策が最終的な法規制において追認された場合、その採択の当グループ財務諸表にとっての主な結果は、原子炉2基の閉鎖予定日の、第5回10年検査前である2027年および2028年への変更の認識である。これは、見積変更時点で原子力引当金の額に影響を与え、該当する2基の減価償却期間を将来に向かって変更する。この状況は当グループ発電所の原子炉2基の閉鎖を数年前倒しにすることから、様々なシナリオの検証によって、原子力引当金、特に廃炉引当金に対する潜在的影響額は、関連する貸借対照表資産への調整を通じて、数10百万ユーロの増加となり得ることが示唆されている。

フランス政府は、既存の原子力発電所に関する新規制システムの条件を提案する予定である。それは、過去の原子力発電所に対して行われた投資の競争上の優位性から消費者が恩恵を受けることを可能にすることによって2025年以降の市場価格上昇から消費者を守り、その一方で、EDFに対しては、発電施設の経済的持続可能性を確保し、低価格シナリオにおいてPPEの要求事項を満たすための財務能力を与えるものである。

PPE案はまた、以下を明記している。「政府は業界とともに、新原子力発電のコスト、他の低炭素発電方法との関連で見たその長所および短所、可能性ある資金調達モデル、新原子炉プロジェクトおよび公開協議に関するプロジェクト管理様式、ならびに潜在的な新原子力発電所により生み出される廃棄物の管理に関する事項の諸問題を検証するための作業プログラムを2021年半ばまでに実施する。この情報に基づき、またエネルギー状況の展開に依存して政府は、原子力施設向け更新プログラム開始の適合性に関する決定を下す予定である」。

化石燃料火力発電に関しては、PPE案の下では最後の石炭火力発電所が2022年までに閉鎖され、今後、化石燃料を使用する新たな発電所の認可は下りない。

これらの施策が最終的な法規制において追認された場合、その採択の当グループ財務諸表にとっての主な結果は、フランスのル・アーヴルおよびコルドメで当グループが運営している石炭火力発電所の減価償却期間の将来に向かっての変更の認識（2019年-2022年の期間にわたる年間減価償却費約200百万ユーロの増加）である。ただし、当グループは、当該発電所のバイオマス発電所への転換の可能性を検証している。2019年1月24日開催の会議の終了時に、EDFおよび環境連帯移行大臣は、エココンバスト・プロジェクトに係る決定に至るまでの作業プログラムを承認した。

EDFの2019年1月29日付プレスリリースにおいて発表された通り、現在から2019年秋までの間に当該作業プログラムは、この転換プロジェクトのための技術的試験、環境影響研究および経済モデルの妥当性確認に資することとなる。当該期間の後、技術上、経済上および環境上の結論が満足なものであれば、政府および地域社会との会議開催を経て、EDFは、2022年の燃料生産開始を目指して工業化段階に着手する。エココンバスト・プロジェクトは、現在石炭を燃料としている温熱ないし発電施設の運営に利用可能な革新的、環境保護的な燃料の生産に関係している。フランス北西部、特にブルターニュにおいて電力の安定供給を確保するため、政府から委託されたRTEの研究がフランス西部の電力網の最大消費ピーク時における安全性を確保するために必要であると認めた場合には、生産されたバイオマスの一部または全部が、2026年までに、現在の原子炉向け燃料の80%の供給に利用される可能性がある。

PPE案はまた、再生可能エネルギーの開発ペースにおける重要なステップアップ目標も設定している。

4.2 フランスの規制電力販売料金―「青色」料金

国務院の2018年5月18日付決定

Anode（全国小売エネルギー事業者協会）およびEngieにより、2016年度および2017年度の料金決定に対する不服申立てが、当該住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制電力販売料金が欧州連合法に反するとの理由で、フランス国務院に提起された。

当該不服申立ての判決に当たり、国務院はその2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則の正当性を確認し、特に規制料金は顧客に市場価格よりも安定的な電力価格を保証するという公共の経済的利益の目的に資するものであると認めた。国務院は、政府の介入がもっと弱ければこの目的を達成できないこと、また、販売料金規制は電力会社に消費者への平等な接続を保証するものであり差別的ではないことを確認した。

ただし、国務院は、料金規制は期間が永久的であり、その適用範囲に、現在は引受電力水準が36kVA未満の大規模事業用地を含む点で不均衡であると認めた。この事実は、2016年7月28日および2017年7月27日付料金決定の一部取消しを正当化する理由として言及された。

この決定の実施は立法府の責任であり、立法府は現在、企業成長のためのフランスの将来の「PACTE法」により、必要な立法措置を準備している最中である。

料金改定

フランス電力市場組織に係るNOME法（フランスのエネルギー法第L.337-4条およびL.337-13条）に準拠して、2015年12月8日以降、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de régulation de l' énergie ―CRE）は、規制電力販売料金に係る理由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

2018年度の料金改定については、フランス電力市場組織に係るNOME法に準拠して、2018年1月11日にCREは、「青色」規制料金の住宅顧客向け0.7%および非住宅顧客向け1.6%の引き上げを政府に提案する決定を公表した。この提案は、2018年2月1日付官報に公布された2018年1月31日付の料金決定により確認され、同日施行された。

2018年夏の料金改定も同じ手続きを経て行われた。2018年8月1日付のTURPE調整を見越し、フランスのエネルギー法を適用して、CREはその2018年7月12日付決定において、住宅顧客向け「青色」規制料金の0.5%引き下げおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金の1.1%引き上げを提案した。

国務院の2018年5月18日付決定に言及して、CREの同決定には、すべての大規模事業用地に関する非住宅顧客向け「青色」料金の段階的廃止が含まれ、「経済および統計分析目的で事業が所属する分類を判定するための基準に関する2008年12月18日付政令2008-1354」に基づく大規模事業の範囲決定のための定義付けが提案された。

CREの提案の全項目は、2018年7月31日付官報に公布された2018年7月27日付の料金決定において承認され、2018年8月1日付で施行された。

CREは、2019年2月12日に公表された2019年2月7日付決定において、住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金（税金を除く）の7.7%の引き上げを提案した。適用日は未定である。政府はこの決定への異議申立てに3か月の猶予を有している。

4.3 「TURPE」送配電網使用料金

2016年11月17日にCREは、2017年-2020年のTURPE 5の送電（高圧）およびTURPE 5の配電（中圧および低圧）料金に関する決定を公表した。新たなTURPE 5の料金体系は2017年8月1日に発効した。

TURPE 5の送電料金

TURPE 5の送電料金は、2017年8月1日に発効した6.76%の料金引上げとともに施行され、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を収益費用調整勘定（CRCP）⁽¹⁾均衡のための是正要素により調整した率に基づいて引き上げられる予定である。TURPE 5の送電料金は、RTEの資産基盤に対する利益率について加重平均資本コスト（WACC）を、TURPE 4の7.25%に対し、6.125%に設定している。

(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。

2018年5月17日に、CREは、高压電力網に係るTURPE 5料金に関する決定およびその2018年8月1日付の改定を採択した。料金体系は、2018年8月1日付で平均3%引き上げられ、その内訳はインフレ1%およびCRCP均衡2%であった。

TURPE 5および第2のTURPE 5配電料金

TURPE 5

TURPE 5配電料金は、2017年8月1日に発効した2.71%の料金引き上げとともに施行され、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をCRCP均衡のための是正要素により調整した率に基づいて引き上げられる予定である。TURPE 5は、従来の資本コスト算定方法を引き続き使用し、資産に係るマージンを2.6%に、規制資本利益率を4.1%に設定している。

TURPE 5 HTA-BT（中圧/低圧）料金に対する訴訟

- ・ 2017年1月17日付官報に公布された2017年1月12日付決定により、フランスのエネルギー担当大臣は、2か月の応答期間内に行動し、2016年11月17日付決定は国のエネルギー政策志向を考慮に入れていないと同大臣が判断したとして、CREに対して新たな決定を要請した。2017年1月19日付の新たな決定において、CREは当初の2016年11月17日付決定を繰り返し表明した。両方の決定が2017年1月28日付官報に公布された。
- ・ 2017年2月2日にEnedisは、これら2件のCRE決定の取消しを求める申立てを国務院に提出した。
- ・ 2017年2月3日に、EDFはEnedisの株主として、同じCRE決定の取消しを求める申立てを国務院に提出した。
- ・ 2018年3月9日付決定により、国務院はTURPE 5の決定を一部取り消した。その理由は、規制当局が「『TURPE 2』料金の対象期間中に設定された引当金残高の回収を資金源とする項目に相当する資産と同期間中に委譲当局が電力網管理者に引き渡した設備の対応部分についての、設備の更新時の投下資本コスト決定にあたり、『リスク・プレミアム』に加えて、『無リスク利子率』を適用しなかった」ためである。

第2のTURPE 5 HTA-BT（中圧/低圧）料金

2018年6月28日に、CREは、TURPE HTA-BT（中圧-低圧）料金および「第2のTURPE 5 HTA-BT」として知られる2018年8月1日からの当該料金の改定に関する決定を採択した。この決定は、以下の要因の組み合わせにより、2018年8月1日からTURPE 5を平均-0.21%改定することを含んでいる。

- ・ 国務院の2018年3月9日付の一部取消し決定の施行およびこれと同時の法人所得税率引下げの適用：これら2つの影響は、2018年-2020年の期間にわたり、相互にほぼ全面的に相殺し合う（複合的な影響は+0.06%）。
- ・ 8月1日現在の標準的な、インフレに基づく調整（+1%）およびCRCP均衡（-1.27%）。
- ・ -0.21%の引下げは、料金構造に従って調整され、中圧電力網(HTA) 利用者平均は-1.16%、36kVA超の低圧電力網（BT）は-0.59%、および36kVA未満の低圧電力網（BT）は+0.14%である。

この決定は、料金の設定方法、営業費用の推移、奨励目的規制の原則ないしリンキー・メーターに適用される規制には影響を与えなかった。法人所得税率の変更は、規制資本利益率4%および資産に係るマージン2.5%への変更（従前はそれぞれ4.1%および2.6%であった）に相当する。

この決定はまた、CREの従前の、単一契約下の顧客管理費用に関する決定（2017年10月26日付決定）を管理面から、および共同自動消費に関する決定（2018年6月7日付決定）をエネルギー生産面から、繰り返し表明している。当該決定は、2018年7月29日付官報に公布された。

特に、国務院の2018年3月9日付決定を施行するため、CREは、約16億ユーロの1年分を2018年に規制資本に加算した（かつ2073年まで通減する金額で加算する）。CREはこれによりEnedisが税引前キャッシュ・フローの現在価値で2018年現在750百万ユーロ相当の追加報酬を受け取ることを考えている。この2018年の規制自己資本への加算は、最初の数年間は年間約60百万ユーロであり、2073年までに段階的に通減する（インフレ調整前税引前の）率に基づく報酬である。この率は、現在の方法では、CREにより各料金期間において改定され得るものである。

供給業者手数料

2017年12月30日付法律2017-1839により供給業者手数料に関するCREの権限が確認されたことを受け、CREは新たに、2018年1月25日付官報に公布された2018年1月18日付決定を公表した。この決定は、配電網管理者が単一契約下の顧客管理について供給業者に支払うべき報酬に関し、以前の2017年10月26日付決定において採用した原則を繰り返し表明した。

これらの決定の内容は、単一契約の市場価格を提示して販売を行うすべての供給業者に適用すべき同一手数料の原則を支持するものである。規制料金のみは、わずかに低い手数料（2019年8月1日までは引渡しポイント当たり6.80ユーロに対し、4.50ユーロ）が提示されることとなり、この差額は2022年8月1日までに段階的にゼロまで低減する予定である。

過去の顧客管理費用（2018年1月1日の前日まで）に関する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて考慮され得る上限と考える金額を設定している。

ただし、2017年12月30日付法律2017-1839は、供給業者が過去の顧客管理サービスに対し電力網管理者から報酬を受け取る可能性を排除することを意図した措置を導入した。

2016年12月23日にEngieは、Enedisに対し、当該報酬の請求を申し立ててパリ商事裁判所に訴訟を提起した。当該法的手続は係属中である。

電力平準化基金

2018年3月22日に、CREは、電力平準化基金に対しEDF SEIおよびÉlectricité de Mayotteが2018年-2021年に行うべき拠出水準に係る協議文書を公表した。当該期間中の電力平準化基金に対するEDF SEIの平均年間拠出額は、計画されているスマート・メーター計測システムを含め、185百万ユーロである。

2012年-2015年に係る電力平準化基金に対する拠出水準を設定した改定後決定は、国务院により2018年3月9日に取り消された。Enedisおよび各地の配電会社の各拠出額または収益の算定に用いた係数のパラメータについても、検討が進められている。当局は、当該期間についても、また2016年-2018年の期間についても、未だ改定後決定を採択していない。

EnedisおよびElectricité de Strasbourgが2012年-2018年の期間に支払うべき拠出額の変更リスクは、設定される最終的な水準ないし関係各社が当局に提示するポジションに影響を与えることなく、当局との間で進行中の検討に基づき、2018年12月31日現在の財務諸表において考慮されている。

4.4 公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）

法制上および規制上の枠組み

公共エネルギー・サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果である。その新たな法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は、2016年度以降のフランスの財政法に含まれる2つの国家予算項目を通じて補償されることとなる。2019年度の当初の財政法は、2018年度からの継続を示し、2019年度に係る費用について以下の通り規定している。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目73億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付けるすべての契約に係る追加コスト、ならびにEDFへの累積補償不足額の払戻しに対する年次拠出金である。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目33億ユーロ。予算の対象は、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務に伴うコスト（基本的に熱電併給）、およびフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。EDFに返済予定の累積不足額に係る利息も、一般予算を通じて賄われる。

2018年1月1日から、電力の「基本必須」料金およびガスの「特別連帯」料金が廃止され、エネルギー・バウチャー・システムに置き換えられた。このシステムのコストは、EDFの負担ではなく、「公共エネルギー・サービス」プログラムにおいて国家予算の対象となっている。ただしEDFは、2019年度において、脆弱顧客向けの国の住宅連帯基金およびサービスに係る連帯費用を負担する。

2019年度において、この公共サービス費用補償のメカニズムは以下の財源を有する。

- ・ 再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに対応するエネルギー移行関連コストおよび、2015年12月31日現在で測定されたEDFが負担した過去の累積補償不足額の払戻しは、2015年度改正財政法により創出された特別「エネルギー移行」予算項目に組み込まれる。2016年12月29日付法律第2016-1917（2017年財政法）は、この特別予算項目のための追加的資金

調達を賄う2つの財源を、石炭、褐炭およびコークスに係る内国税（TICC）の一部、ならびにエネルギー製品に係る内国税（TICPE）の一部と規定した。2019年財政法では、予測税収の不確実性を回避するためにTICCとTICPEの比率を一定金額に置き換え、またエネルギー法第L.314-14-1条により認められる発電源証明の競売収入を含めることにより、「エネルギー移行」予算項目の財源を拡大している。

- ・ その他の公共サービス費用は、再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに関連する費用（燃料不足、フランス本土の電力網に接続していない地域における料金平準化、熱電併給、エネルギー・オンブズマン向け予算等）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- ・ 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含まれる。CSPE税は、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者に直課され（そして電力供給業者から集金され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者に直課される。

CSPE税の水準は、2019年度において2018年度と同水準であり、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、8種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備からの炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり0.5ユーロから12ユーロに設定されている。

購入義務契約の締結および管理に関連するコストは、2017年度以降と同様に、2019年度も補償対象として適格である。これは年間約45百万ユーロの金額に関連する。

これらの施策に加え、2018年改正財政法は、2018年度の公共サービス費用について国が支払った補償金額を下方修正した。これらの費用は、2017年7月の当初見積りから2018年7月の改訂後見積りまでにおける2018年の電力市場価格の上昇により、生産者に支払うべき購入義務料金と電力市場価格の差異が自動的に縮小したことから、大幅に減少していた。同じ理由から、2018年度に国は、2017年7月に見積った2017年度費用と2018年7月に算定された実際の2017年度費用との差額についても、2018年度の補償金額を減額した。

EDFが負担する公共サービス費用

EDFへの補償対象費用（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）の2018年度の額は6,554百万ユーロである。

2018年度中の受取額（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）は合計6,919百万ユーロ（特別「エネルギー移行」予算項目4,610百万ユーロおよび一般予算2,309百万ユーロを含む）であった。

2015年12月31日現在5,780百万ユーロの累積補償不足額に対応するEDF債権の払戻スケジュールは、2016年5月13日付省議決定により規定され、2016年12月2日に改定された。このスケジュールに基づき、当該債権は2020年度までに全額払い戻される予定である。2016年12月22日にEDFは、この債権の一部（15億ユーロ）を政府が承認した「ダイイ法」の割当を通じて証券化した。その結果、2017年1月1日以後、EDFは、払戻スケジュールに規定された政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%を受け取っている。残額は直接購入者に支払われている。

2018年度中に、政府はEDFに対し、当該金融債権の元本金額のうち1,217百万ユーロを支払った。この金額は、2018年度の払戻スケジュールに関する1,194百万ユーロおよび、2018年1月2日に支払われた2017年度の払戻スケジュールに関する23百万ユーロから成る。1,194百万ユーロの受取額は、払戻スケジュールに基づき2018年度に支払期限が到来する額に相当する。2018年12月31日現在、当該金融債権残高のEDF持分は2,014百万ユーロであった。

最後に、公共エネルギー・サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2018年7月12日にCREは、2017年度の公共サービス費用（6,475百万ユーロ）を記録し、かつ2018年度の改訂費用予測（6,940百万ユーロ）および2019年度の費用予測（7,206百万ユーロ）を提供する決定2018-156を公表した。

4.5 フランス発電容量メカニズム

フランスの発電容量メカニズムは、2017年1月1日付で発効した。これは、フランスのエネルギー法により、国の電力の安定供給を確保する目的で導入された。

2016年11月8日に、欧州委員会は、提案されたフランスの発電容量メカニズムの提案を、同国による新規発電容量に関する7年証書契約の導入、国外発電容量の容認、および市場操作の予防措置の実施を条件に、承認した。

2018年度向けの発電容量の競売が、2017年および2018年において数回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。売買された取引量は、2017年11月において10.96GW、価格kW当たり9.31ユーロ、2017年12月において10.25GW、価格kW当たり9.38ユーロ、および2018年4月において1.17GW、価格kW当たり9.38ユーロ（2018年度の市場参照価格はkW当たり9.34ユーロ）であった。

2019年度向けの発電容量の競売が、2017年および2018年において数回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。売買された取引量および関連する価格は、以下の通りであった。

競売日	取引量	価格
	(GW)	(kW当たりユーロ)
2017年12月	1.22	13.00
2018年3月	1.24	18.50
2018年4月	2.65	18.24
2018年6月	4.99	18.50
2018年9月	5.22	18.50
2018年10月	5.48	16.77
2018年12月	5.91	18.05

引渡し年度前の最終回である2018年12月13日の競売の後、2019年度の参照価格はkW当たり17.37ユーロと判明している。

これらの発電容量競売と並行して、店頭市場も存在する。

EDFは、これらの競売にその開始時から参加している。競売収入は全額、商品売上高に計上されている。

発電容量価格は、顧客が規制販売料金によるか市場価格契約によるか、また他の電力供給業者の契約を経由しているかを問わず、EDFのすべての顧客契約を通じて転嫁されている。

4.6 省エネ証書

フランスの環境・エネルギー・海洋担当省により発行され、2017年5月3日付官報に公布された、2017年5月2日付政令2017-690は、2018年1月1日から2020年12月31日までの省エネ義務の第四期に係る義務水準を設定している。この3年間の全体的な義務水準は、「標準」義務1,200TWhc、エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務400TWhcであり、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから、当該政令によって大幅に増加した。

エネルギー販売者は、エネルギー効率の高い操業により消費者を支えること、政府が承認した省エネ証書の仕組みに資金を供給すること、適格な参加者から証書を購入すること、という3つの方法により、その義務を履行することができる。過去の期間に獲得した証書の余剰「在庫」も、義務の履行に反映される。期末現在で不足がある場合、義務対象参加者は、エネルギー法第L221-4条に規定する不足について、MWhc当たり15ユーロの罰金を財務省に支払わなければならない。これは現在の標準義務コストの約2倍である。

EDFグループは、2018年度において2017年度を大幅に上回る数の省エネ証書を獲得し、国の設定目標を達成するため、証書の獲得数を更に増やす所存である。しかし、義務水準の大幅な増加に加え、省エネ証書市場が現状では厚みがなく将来の流動性が不確実であることから、当グループは、当該制度の第四期に関して証書不足のリスクにさらされている。

4.7 ARENH

2018年度の引渡しに関するARENH申請は合計96.3TWhであり、87.1TWhが最終顧客への供給目的、および9.2TWhが電力事業者に対する電力網損失の補償目的であった。

これらの申請は、ARENH価格（MWh当たり42ユーロの発電容量保証を含む）が2018年度の先物ベースロード価格と比較して競争上優位な時期（2017年9月上旬以降）に行われた。

2018年11月のARENH申請については、代替供給業者による要請量合計がEDF子会社を除いて132.98TWhと法定上限を超え、EDFは2019年度に、競合他社の最終顧客への供給目的で、ARENHの最大取引量である100TWhを引き渡す予定である。電力網損失を補填するための申請は20.4TWhであった。

2018年10月25日付決定2018-222において、エネルギー法の求めに従いCREは、申請が法定上限を超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。当該決定は、2018年11月にARENHの超過申請があった場合には、削減は当該期間に行われた新規のARENH申請のみに適用され、EDFが支配する子会社の超過申請はすべて削減される（これは配電業者には適用されない）旨を規定した。最後に、EDFが支配する子会社は、ARENHシステムおよび供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨が明記された。この削減メカニズムは、適用された場合には、規制販売料金の決定時における市場価格への参照をより影響力のあるものとし、また、他のすべての事項を一定として、エネルギー要素の価格を上昇させる。

注記5．連結範囲の変更

Dunkerque LNGの売却（注記3.3を参照）および以下に記載する取引を除き、2018年度中において、当グループの連結範囲の重要な変更はなかった。

5.1 FRAMATOME—企業結合の確定認識

IFRS第3号（改訂後）を適用して、当グループは、2017年12月31日付のFramatome取得に関連する企業結合の認識を2018年12月31日現在で完了した。

一部の購入価格調整の確定額は2018年12月31日後にしか知り得ないため、当グループは当該項目の予想額を見積り（注記3.11.2を参照）、2018年12月31日現在で当該企業結合の認識を完了した。

当該価格の見積公正価値に対する事後調整は、純損益に含まれる。

資産および負債の公正価値測定の後、Framatomeの2017年12月31日現在の確定後の開始貸借対照表は、注記3.11.2に記載された暫定的な開始貸借対照表と極めて近似しており、以下の通りである。

資産

（単位：百万ユーロ）

	確定開始残高
のれん	-
その他の無形資産	1,272
有形固定資産	1,096
関連会社および共同支配企業に対する投資	92
金融資産	171
繰延税金資産	132
棚卸資産	610
営業債権	4,422
当期税金資産	5
その他の債権	604
現金および現金同等物	-
資産合計	8,404

自己資本および負債

（単位：百万ユーロ）

	確定開始残高
資本金	707
連結剰余金	147
自己資本（当グループ持分）	854
非支配持分	4
自己資本合計	858
引当金	987
金融負債	10

繰延税金負債	172
営業債務	455
当期税金負債	1
その他の負債	5,921
自己資本および負債合計	<u>8,404</u>

このFramatome下位企業集団の貸借対照表は、当グループ企業との取引残高消去前に表示されており、その主なものは営業債権およびその他の負債に関連している。

2018年12月31日現在で、確定後の購入価格は、見積アーンアウト支払額および購入価格調整について調整された。

2018年12月31日現在で、当該取引について、75.5%の所有割合に基づいて部分のれん方式で計上された確定後ののれんは、以下の通り決定されている。

(単位：百万ユーロ)	
投資の購入価格	1,960
2018年12月31日現在で移転された対価 (A)	1,960
取得したFramatome資産の公正価値	645
取得資産および引受負債の公正価値 (B)	645
確定後ののれん(A) - (B)	<u>1,315</u>

5.2 スコットランドの450MW洋上風力発電所プロジェクトの取得

EDFグループは、EDF EnergyとEDF Renewablesの合弁子会社である英国のEDF Renewablesを通じて、Neart na Gaoithe⁽¹⁾の風力発電所プロジェクトを、世界的な風力・太陽光発電開発企業であるMainstream Renewable Powerから、競争入札の手続きを経て、購入した。

(1) Neart na Gaoitheは、ゲール語で「風の力」である。

当該風力発電所は、最大450メガワット（MW）の再生可能エネルギーを発電する。これは375,000世帯超の年間電力必要量を満たすのに十分な発電量である⁽²⁾。

(2) 英国の報告書「エネルギー消費」（2017年7月発行）による平均内国電力消費量1世帯当たり3,889kWh、およびRenewablesの英国洋上風力発電所の見積り平均負荷率37.2%に基づく。

Neart na Gaoitheは、全面的に同意を受けた、スコットランド東海岸のフォース湾沖に所在する洋上風力発電所プロジェクトである。その広さは105km²に及び、期間15年、MWh当たり140ユーロ(2012年度に設定された料金MWh当たり114.39英ポンドのインフレ補正後)の差額決済契約を有し、グリッド接続契約が整備されている。同プロジェクトはまた、欧州における最良の風力発電制度の恩恵も受けている。当該風力発電所の試運転は、2023年度に計画されている。

当該プロジェクト遂行に要する投資は総額約18億英ポンドである。同プロジェクトは後日、他の投資家にも開放される。

5.3 EDISONによるEDISON ENERGIE (旧GAS NATURAL VENDITA ITALIA) の取得

欧州連合による承認を受けて、Edisonは、Edison Energie (旧Gas Natural Vendita Italia (GNVI)) の取得を2018年2月22日に完了し、顧客ベースを50%増加させイタリア全土でその存在感を拡大することにより、国内市場における地位を強化した。Edison Energieのポートフォリオは、主にイタリア南部に所在し、その大半はガス顧客から成る。この取引により、Edisonは小売部門における主要な国内エネルギー事業者としての地位を強化した。同社取得のために支払った価格は193百万ユーロであり（2017年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記44.1.2.2を参照）、当該取得に関して認識したのれんは80百万ユーロである。

Edison Energie取得の完了により、EdisonがアゼルバイジャンのShah Deniz IIガス田からガス供給契約を取得するための条件が整う。

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で表示される。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（当グループの最高経営意思決定者）によりレビューされる事業セグメントに対応している。

2018年度において、当グループはセグメント報告を変更し、現在は、EDF RenewablesおよびDalkiaを独立表示している（これらは従前は「その他事業」セグメントに含まれていた）。

当グループは以下のセグメントを使用している。

- ・ 「フランスー発電と供給」：EDFのエネルギー生産および販売業務、コモディティ・トレーディングならびにその他の業務。
- ・ 「フランスー規制業務」：配電、送電、EDFの島部業務およびElectricité de Strasbourg業務。
- ・ 「Framatome」：Framatome下位企業集団内の企業。
- ・ 「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。
- ・ 「EDF Renewables」：EDF Renewables（旧EDF Énergies Nouvelles）下位企業集団内の企業。
- ・ 「Dalkia」：Dalkia下位企業集団内の企業。
- ・ 「その他事業」：特に、EDF Trading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 2018年12月31日現在

(単位:百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables(1)	Dalkia	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	24,937	16,007	1,904	8,965	8,477	2,227	1,089	3,633	1,737	-	68,976
セグメント間売上高	1,159	41	1,409	5	30	184	416	556	864	(4,664)	-
売上高合計	26,096	16,048	3,313	8,970	8,507	2,411	1,505	4,189	2,601	(4,664)	68,976
減価償却費および償却費控除前営業利益	6,327	4,916	465	783	791	240	856	292	858	(263)	15,265
営業利益	2,963	1,914	240	(397)	(127)	(10)	316	72	574	(263)	5,282
貸借対照表:											
のれん	53	223	1,317	7,578	108	20	206	548	142	-	10,195
無形資産および有形固定資産	53,219	60,802	2,392	15,467	6,197	2,119	8,856	2,283	689	-	152,024
関連会社および共同支配企業に対する投資(2)	2,394	-	87	79	73	4,053	1,307	29	265	-	8,287
その他セグメント資産(3)	19,313	3,583	1,965	4,604	2,541	647	824	1,909	3,893	-	39,279
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の未配分資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73,384
資産合計	74,979	64,608	5,761	27,728	8,919	6,839	11,193	4,769	4,989	-	283,169
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額	(3,307)	(2,942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(9,006)
減損	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)	-	(598)
自己資本(非支配持分)	109	42	194	5,425	336	401	848	304	518	-	8,177
無形資産および有形固定資産への投資	5,526	4,334	261	2,983	447	216	1,919	388	112	-	16,186

(1) IHEDF *Energies Nouvelles*。

(2) 2018年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、現在はフランスー発電と供給セグメントの一部となっているCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) に対する50.1%の持分を含む。

(3) 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ー規制業務セグメントに配分されており、その金額は799百万ユーロである。

6.1.2 2017年12月31日現在

2017年12月31日現在のセグメント報告は、2018年12月31日現在の連結財務諸表において導入された事業セグメントの変更およびIFRS第15号の規定に従って再表示されている（注記2.1.4を参照）。

(単位:百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome ⁽¹⁾	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	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	24,011	15,773	-	8,681	7,700	2,993	971	3,271	1,492	-	64,892
セグメント間売上高	1,073	63	-	7	22	173	309	480	983	(3,110)	-
売上高合計	25,084	15,836	-	8,688	7,722	3,166	1,280	3,751	2,475	(3,110)	64,892
減価償却費および償却費控除前営業利益	4,896	4,898	-	1,035	910	457	751	259	536	-	13,742
営業利益	3,048	2,035	-	(296)	(96)	314	361	13	258	-	5,637
貸借対照表:											
のれん	53	223	1,257	7,586	18	15	206	537	141	-	10,036
無形資産および有形固定資産	50,433	59,008	2,336	14,074	6,396	2,155	8,230	2,128	2,103	-	146,863
関連会社および共同支配企業に対する投資 ⁽²⁾	2,040	-	92	114	67	3,812	903	34	187	-	7,249
その他セグメント資産 ⁽³⁾	20,165	3,784	1,694	4,306	2,405	628	578	1,737	5,072	-	40,369
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の未配分資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,325
資産合計	72,691	63,015	5,379	26,080	8,886	6,610	9,917	4,436	7,503	-	271,842
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額	(3,138)	(2,797)	-	(1,097)	(603)	(246)	(361)	(187)	(108)	-	(8,537)
減損	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(29)	(1)	-	-	(518)
自己資本（非支配持分）	-	39	209	5,109	370	407	113	155	940	-	7,342
無形資産および有形固定資産への投資	5,839	4,003	-	2,408	457	325	1,190	392	133	-	14,747

- (1) Framatomeグループは2017年12月31日付で取得された。
- (2) 2017年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランスー発電と供給セグメントに含まれたRTEを含む。
- (3) 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ー規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,147百万ユーロである。

6.2 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**：原子炉向け設備および燃料の生産およびサービス、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 ⁽¹⁾	合計
2018年度：				
対外売上高：				
－フランス ⁽²⁾	25,217	15,555	172	40,944
－国外およびその他事業	21,392	-	6,640	28,032
売上高	46,609	15,555	6,812	68,976

(1) 「その他」 サービス・グループは、2017年12月31日付で取得されたFramatomeを含む（注記3.11.2を参照）。

(2) 「フランス」は、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つのセグメントから成っている（注記6.1を参照）。

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他	合計
2017年度：				
対外売上高：				
－フランス ⁽¹⁾	24,327	15,292	165	39,784
－国外およびその他事業	20,326	-	4,782	25,108
売上高	44,653	15,292	4,947	64,892

(1) 「フランス」は、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つのセグメントから成っている（注記6.1を参照）。

損益計算書

注記7. 売上高

売上高の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度 再表示 ⁽¹⁾
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	63,713	62,102
その他商品およびサービス売上高	4,387	2,186
トレーディング	876	604
売上高	68,976	64,892

(1) 2017年12月31日現在の比較数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1を参照）。

外国為替レートの変動および連結範囲の変更による影響を除くと、2018年度の売上高は、+4%ないし26億ユーロ増加し、主にフランス発電と供給セグメント（+3.9%ないし+9億ユーロ）およびイタリア（+6.1%ないし+5億ユーロ）において、また全セグメントにわたり全般的に増加した（調整後の貢献額）。

フランス発電と供給セグメントにおける2018年度の売上高の増加は、主に、(i)相当量の販売量の影響に主に起因する購入義務市場における純再販売上高の増加（CSPEと合わせて減価償却費および償却費控除前営業利益への影響は中立的である）、(ii)提示市場価格に対する有利な価格の影響、ならびに、(iii)義務コストの増加に関連した、提示価格のうち省エネ証書要素の増加を反映している。数基の原子炉休止によりマイナスの影響を受けた2017年度に対する2018年度の原子力発電の著しい増加（+14.1TWh）、および水力発電の増加（正味+9.2TWh）が、基本的に当グループの市場における正味買いポジション（ユーロ建）を2017年度に対して減少させた。これらの要因は、減価償却費および償却費控除前営業利益にはプラスであるが、当グループが両年度いずれにおいても正味買いポジション（ユーロ建）であったため、2017年度と2018年度の間の売上高の変動には反映されていない。

イタリアにおいては、売上高の増加は、事業顧客セグメントにおける販売量の有利な変動、水文条件の向上を受けた水力発電量の増加、ならびにブレントおよびガス価格の有利な変動に起因するガスおよび探査-発電事業における極めて有利な価格の影響に起因する。

2017年12月31日付で取得したFramatomeの初度連結が、その他商品およびサービス売上高に与えた影響は、1,904百万ユーロであった。

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)	2018年度	2017年度再表示 ⁽¹⁾
購入燃料使用分—発電	(12,337)	(12,167)
エネルギー購入	(13,351)	(13,816)
送電および配電費用	(7,724)	(7,441)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(18)	80
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	418	443
燃料およびエネルギー購入費用	(33,012)	(32,901)

(1) 2017年12月31日現在の比較数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1を参照）。

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)	2018年度	2017年度
対外サービス費用	(13,189)	(11,678)
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）	(3,504)	(2,706)
棚卸資産および資本財の変動	7,139	5,485
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	190	160
その他の対外費用	(9,364)	(8,739)

外国為替の変動および連結範囲の変更（主に2018年度のFramatomeに関連）による影響を除くと、その他の対外費用は、2017年度と比較して安定的であった。

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)	2018年度	2017年度
賃金および給料	(8,776)	(7,790)
社会保障費	(1,963)	(1,844)
従業員利益分配	(278)	(223)
人件費関連のその他の拠出	(388)	(383)
短期給付に連動するその他の費用	(233)	(212)
短期給付	(11,638)	(10,452)
確定拠出制度に基づく費用	(1,033)	(938)
確定給付制度に基づく費用	(1,017)	(994)
雇用後給付	(2,050)	(1,932)
その他の長期費用	-	(83)
退職手当	(2)	11
その他の人件費	(2)	(72)
人件費	(13,690)	(12,456)

外国為替の変動および連結範囲の変更（主に2018年度のFramatomeに関連）による影響を除くと、人件費は、主にフランスー発電および供給セグメントにおいて、2017年度と比較して0.6%減少した。

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2018年度	2017年度
IEG従業員	98,358	100,185
その他	63,850	50,888
平均従業員数	162,208	151,073

上表中の2017年度の当グループ平均従業員数は、取得日が2017年12月31日である、Framatome取得の影響を含まない。

被支配企業および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した場合の数値である。

従業員区分のより詳細な表示は、届出書類の「環境・社会情報—人的資源」セクションのセクション3.9.3.2.3「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)	2018年度	2017年度
給与税	(297)	(267)
エネルギー税	(1,561)	(1,518)
その他の法人所得税以外の税金	(1,839)	(1,756)
法人所得税以外の税金	(3,697)	(3,541)

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	2018年度	2017年度
営業補助金	12.1	6,846	6,823
連結除外による純利益	12.2	194	214
固定資産売却益	12.2	54	57
流動資産に対する引当金の純増加		73	42
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(132)	137
その他の項目	12.3	(983)	(786)
その他の営業収益および営業費用		6,052	6,487

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、2018年度における6,554百万ユーロ（2017年度における6,547百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。

12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2018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 Renewables発電資産の売却益192百万ユーロ（2017年度180百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益262百万ユーロ（2017年度フランスおよびイタリアにおいて307百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

その他の項目は、主に回収不能営業債権に係る損失および当年度中の省エネ証書利用または消費に係るコストから成る。2018年度におけるその他の項目のマイナスの推移は、主に省エネ証書に関するコストの上昇により説明される。

注記13. 減損/戻入

13.1 資産の種類別の減損

減損の認識額および戻入額は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2018年度	2017年度
のれんの減損	18	-	-
その他の無形資産の減損	19	(52)	(16)
有形資産の減損および非継続事業	21-22-43	(546)	(502)
戻入控除後の減損		<u>(598)</u>	<u>(518)</u>

2017年度においては、以下に関連して、(518)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ 火力発電資産：(188)百万ユーロ（英国）
- ・ Edisonの探査-発電領域の一部：(150)百万ユーロ
- ・ その他の個別資産の減損：(131)百万ユーロ（特に英国およびフランスの不動産資産ならびにフランスの水力発電プロジェクト関連）。
- ・ EDF Renewablesの様々なCGU（特に米国の蓄電池専門会社）：(29)百万ユーロ

また、2017年12月31日付で(618)百万ユーロの減損が、関連会社について計上された（注記23を参照）。

2018年度の減損は(598)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2018年度における主要なのれん、有効期間が確定できない無形資産およびその他の当グループ資産について実施された減損テストの結果ならびに使用された主要な仮定の一部を示している。

注記3.11.2に記載した通り、当グループは、2018年12月31日にFramatome資本の75.5%に関する購入価格の配分を完了した。主にのれん、無形資産および有形固定資産からなる取得した資産は、取得日である2017年12月31日現在の公正価値で計上された。

2018年12月31日現在で適用された減損テストの作業では、これらの金額に修正が必要であるとの示唆はなかった。

のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損

事業セグメント	資金生成単位または資産	正味帳簿価額 (単位： 百万ユーロ)	税引後WACC	持続成長 率	2018年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん British Energyブランド	7,604 34	6.3%	-	- (34)
イタリア	Edisonブランド	945	6.5% (配電) - 8.9% (探査-発 電)	2.0%	-
Dalkia	Dalkiaのれん Dalkiaブランド	550 130	4.4% 4.9%	1.7% 1.7%	- -
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					(34)

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	2018年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	CCGT	クリーン・スパーク・スプレッド の縮小および発電容量市場メカ ニズムの一時停止		(106)
	石炭火力発電所	クリーン・ダーク・スプレッドの 縮小および発電容量市場メカニ ズムの一時停止	6.3%	(16)
イタリア	探査-発電Edison資産	ブレント石油価格および各領域の 産出プロファイルの長期見通しに おける低下	国により 6.9%-10.4%	(308)
EDF Renewables	EDF RenewablesのCGU		4.2%-6.4%	(103)
その他の減損				(31)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(564)

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、2017年12月31日現在と比較して全般的に安定的であった。ユーロ圏の中核国（特にフランスおよびベルギー）では、税率の引下げによる影響がリスクフリー・レートおよびカントリー・リスクの微減により一部相殺された。英国およびイタリアでは、税制改革の影響にかかわらずWACCは依然として安定的であり、カントリー・リスク・プレミアムは2017年度と同水準に留まった。テスト結果は割引率に対する感応度分析に付されている。

2018年度の市場環境は、2017年度と比較して極めて良好であり、電力市場価格は大幅に上昇した。2018年度のコモディティ価格は、下半期に減速したものの、上昇した。二酸化炭素価格も、特に市場安定化リザーブの影響下で、急上昇を記録した。

市場の対象期間において、先物価格も、前回の中期計画で使用した価格水準に比して著しく上昇した。

ただし、長期の対象期間で見ると、ベンチマーク・シナリオが、より顕著な環境上の目的、特に化石燃料需要を減少させた欧州目標を組み込んだことから、ファンダメンタルズの可視性は前年度に比して低下した。従って、減損テストで使用される燃料および電力価格の軌道は、ETS（欧州連合域内排出量取引制度）の影響にもかかわらず、中核国において前年度を下回り、英国では、炭素価格支援メカニズムの存続に対するより慎重なアプローチに起因して、より大幅な下方調整が行われた。これらの仮定は回収可能価額の算定に当たり極めて重要であるため、減損テストの実施時には、長期価格曲線に対する感応度分析が適用される。

さらに、各国ごとに異なるアプローチに基づいて導入された発電容量メカニズムは、一定の発電資産に係る十分な収益水準を回復させるには、依然として不確実な手段である。例えば、イタリアにおいては、いかなる発電容量メカニズムも未だ採用されていない。英国では、国の補助金に関する欧州規則に準拠していないとした欧州司法裁判所の決定により、発電容量市場が2018年11月18日付で一時停止された。適用された減損テストでは、2019/2020年度の引渡しについて2019年夏に追加競売を開催するとの英国政府の目標に沿った新制度が、2019年度下半期から始動すると仮定している。

2018年12月31日現在、上述のマクロ経済状況は、当グループに対し、過年度の財務諸表に既に記載しているリスク以外の大きなリスクをもたらさない。計上した減損は、一部のCGUまたは個別資産に特有のリスクを反映している。

英国—EDF Energy

British Energyブランド

British Energyブランドは、現状においてその使用の見通しが極めて限定的であることから、2018年12月31日現在で全額償却された。

火力発電資産

近年、当グループは英国における火力発電資産について重要な額の減損を計上してきており、特に石炭火力発電所およびガス貯蔵施設の正味帳簿価額は実質的にゼロまで削減された。コッタムおよびウエスト・バートンA石炭火力発電所に対する投資は、当該発電所を早期に閉鎖するとの2017年度の決定に従い、(16)百万ユーロをもって全額償却された。2019年2月7日にEDF Energyは、コッタム石炭火力発電所の閉鎖を決定した旨を発表した。

2018年12月31日現在、英国の発電容量市場の一時停止および長期的に2017年度末の予測に比して発電容量価格が低下しクリーン・スパーク・スプレッドが縮小するとの見通しから、ウエスト・バートンB CCGT発電所に関して追加の減損が認識された((106)百万ユーロ)。当該資産の価値は価格変動に敏感であり、クリーン・スパーク・スプレッドの5%の変動は、ウエスト・バートンB CCGT発電所の回収可能価額に約5%の影響を与える。

原子力資産（稼働中の発電所およびヒンクリー・ポイントCプロジェクト）ならびにのれん

既存の原子力施設（発電所7か所）の回収可能価額は、当該資産の耐用年数にわたり将来キャッシュ・フローを割り引くことにより見積られる。耐用年数は、サイズウェルB PWR発電所については20年の延長を仮定している（その他、改良型ガス冷却炉(AGR)発電所は既に英国原子力当局により耐用年数を延長しており、その直近の決定は2016年2月に遡る）。2018年度の発電水準は一定の特定事象に起因して低下したが、テスト目的で仮定された水準は、過去数年間の原子力発電所の利用可能性の高さと整合している。EDF Energyの原子力発電所の回収可能価額は、長期価格軌道の低下に伴い2017年度と比較して低下したが、依然として当該資産の正味帳簿価額を上回っている。テスト目的で仮定された軌道に対する電力価格の5%の変動は、当該資産の回収可能価額に14%の影響を与えるが、テスト結果のマージンには影響を与えない。

EDF Energyののれんは2018年12月31日現在76億ユーロ（67億英ポンド）であり、主に2009年度におけるBritish Energyの買収に起因している。

EDF Energyの回収可能価額は、当該資産の予想耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて見積られており、2016年9月29日付で最終契約に署名したプロジェクト、ヒンクリー・ポイント用地の耐用年数60年のEPR 2基の建設計画を勘案している。これらの発電所に関連する将来キャッシュ・フローは、当グループと英国政府の間の差額決済契約（Cfd）を参照して決定されている。Cfdは、当該EPR 2基の初運転開始日から35年の期間にわたりEDF Energyにとって安定的で予測可能な価格を設定しており、市場価格がCfd行使価格を下回った場合、EDF Energyは追加の支払いを受ける。

2018年度の減損テストは、2017年度のテストと同様に、改訂後のプロジェクト費用（2017年7月3日付プレスリリースを参照）に関する直近の見積り、即ち総プロジェクト完成費用（借入コストおよび当該プロジェクトのベンチマーク・レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替の影響を除く）である196億英ポンド（2015年英ポンド）を組み込んでいる。これは従来の見積額を15億英ポンド上回り、依然として1号機の運転開始を2025年度末までと仮定している。この見積額はまた、供給業者と協力する操業活動計画の成功裏の完了を前提としている。EDFの予測利益率（IRR）は、（当初の約9%に対し）8.5%と見積られている。

中長期の価格予測に関する上述の情報とは別に、2018年度において、EDF Energyの回収可能価額は、標準変動料金に係る上限の導入に従った下流のマージンに関する仮定の低下および、より長期的に英国市場ではマージンが比較的小さいとの想定も

反映している。これらの基礎に基づき、EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額との差額は2018年12月31日現在、引き続き相当な額となっている。

HPCについてはまた、当該プロジェクトのレビューにおいて、商業運転日（COD）の遅延リスクも識別され、1号機については15か月、2号機については9か月と見積られた。当該リスクは、約7億英ポンド（2015年英ポンド）の潜在的追加費用を伴う可能性がある。その場合、EDFのIRRは約8.2%となる。この遅延リスクおよび関連する追加費用は、EDF Energyの減損テスト結果のマージンを約20%減少させる。

さらに、情報提供目的で、詳細な感応度分析も実施された。例えば、運転開始の4年遅延と新たなベンチマーク事業計画に係る関連追加費用40億英ポンドに基づく等である。その結果は、EDF Energyの帳簿価額に疑義を呈するものではない。

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であることから、EDF Energyの減損テストに即時の影響を与えないが、英国が欧州連合を離脱する時期および条件が不確実であることを考えると、現段階ではまだ、長期的な結果を予測することは困難である。当グループは、投資家の要求する投資収益率の動向、燃料価格、二酸化炭素価格および価格曲線に影響を与え得るGDP成長率等のマクロ経済データの変動を監視していく予定である。

イタリアーEdison

有効期間が確定できない無形資産として、Edisonを買収した2012年度に945百万ユーロにより当初認識されたEdisonブランドは、減損テストの対象となったが、減損のリスクは識別されなかった。このテストはロイヤルティ免除法を使用した。ブランド価値に関する外部調査も実施され、当該ブランドの使用価値は正味帳簿価額を上回るものと結論付けられた。

2018年12月31日現在、一定の「発電」資産の回収可能価額が、有利な短期市場環境（水力発電資産）および高利回りプロジェクトへの投資（風力発電資産）に起因して改善した。火力発電資産の正味回収可能価額は、これと対照的に、発電容量価格および付随サービスに関する長期予測の微減に起因して下落したが、テスト結果のマージンには影響を与えなかった。

ただし、2018年度において一定の探査-発電領域に関連して、主にブレント石油価格の長期予測の低下および一部のケースにおいては産出プロファイルの改訂による影響を受けて、追加的リスク(308)百万ユーロが識別された。

減損テストの一環として実施された感応度分析により、以下の情報が提供された。

- ・ 「商業」発電資産について、電力価格の10%の下落またはWACCの50ベース・ポイントの増加は、最大約(30)百万ユーロ、すなわち当該資産の帳簿価額の2%未満のリスクをもたらす。
- ・ 探査-発電資産について、コモディティ価格の5%の下落は、約(60)百万ユーロの追加的リスクをもたらす。

EDF Renewables

2018年度において、(103)百万ユーロの減損が、EDF Renewablesの様々なCGUに関して計上された。これは主に米国の風力発電所およびバイオマス技術会社に関連している。

Dalkia

Dalkiaののれんは2018年12月31日現在で550百万ユーロであり、主に、Veolia Environnementとの2014年3月25日付契約に基づくフランスにおけるDalkiaグループの取得に起因するものであった。

Dalkiaグループの回収可能価額は、中期の対象期間にわたる予測将来キャッシュ・フロー、および永続キャッシュ・フロー予測を表す最終価値に基づいている。2018年度向けに改訂された仮定に従って、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。2018年12月31日現在の更新テストにより、この帳簿価額の正当性が確認された。

フランスー発電および供給

フランスの発電所群（原子力、火力および水力発電所）を形成する異なる発電施設は、その技術的な最大発電容量とは関係なく、統合的に管理され相互依存関係にあることから、当グループは、これらの発電所全体を単一のCGUと考えるに至った。このCGUはのれんを含まない。

このCGUの価値は当グループの財務諸表にとって極めて重要であり、また2016年1月1日からの「黄色」および「緑色」規制料金の終了以後は市場価格へのエクスポージャーが重要であることから、価値の下落の兆候がない場合にも、減損テストが実施される。

発電所の回収可能価額は、注記1.3.15に記載した当グループの通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2018年12月31日現在5.2%の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られる。現在稼働中の原子力資産（フェッセンハイムを除く）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従い、テストにおいて63.2GWの上限に従う。

KW当たり10ユーロの発電容量に対する安定的利益率の仮定が、ベンチマーク・シナリオで使用されるシステムのファンダメンタルズ分析に従って、長期の対象期間にわたり採用される。2018年度に達成された平均競売価格はKW当たり18ユーロであった。

減損テストの結果、市場の対象期間に係る電力価格の上昇および節減計画実施の支えを得て、フランスの発電所群の回収可能価額と帳簿価額との間には、大幅なプラスの差額が示唆された。テスト結果のマージンは、主に長期価格シナリオの低下、および短期的にはARENHシステムが先物価格の上昇に係る価値のすべてを捕捉できないことに起因して、2017年12月31日現在に比して僅かに縮小した。

テストに使用した主要な仮定は、原子力資産の耐用年数、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を含む。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。2018年12月31日現在で実施されたテストはまた、複数年エネルギー計画案で提示された一部の原子力発電所の早期閉鎖に関する提案に係る感応度も考慮に入れた。これはテストの結論に影響を与えなかった。

その他国外ーベルギー

EDF Luminusに適用された減損テストは、減損リスクを示唆するものではなかった。ただし、テスト結果のマージンは、EDF Luminusが10.2%持分を所有するTihange 2号機および3号機、ならびにDoe1 3号機および4号機の原子力資産によりマイナスの影響を受けた。

最後に、2018年12月31日現在で、関連会社に関して(39)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

2018年度のその他の収益および費用(105)百万ユーロは、主に、Dunkerque LNGの売却益755百万ユーロとDunkerque LNGとの長期契約に係る不利契約引当金に対する配分額(737)百万ユーロによる正味影響額18百万ユーロを含んでいる（注記3.3を参照）。その他の収益および費用はまた、フランスの特別連帯賞与(36)百万ユーロおよびEDF Energyの保証最低年金制度の調整による(15)百万ユーロも含んでいる（注記31.3.1を参照）。

2017年度のその他の収益および費用1,363百万ユーロは、主に、当グループのCTEに対する投資の49.9%の売却益1,462百万ユーロを含んでいる。

注記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)

	2018年度	2017年度
財務活動に係る支払利息	(1,769)	(1,869)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(93)	37
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	102	31
債務に係る外国為替差益（純額）	44	23
総金融負債に係る費用	(1,716)	(1,778)

15.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入りに係る影響は、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。

2018年12月31日現在の割引の影響の増加は、フランスの原子力引当金に使用された実質割引率の低下が2018年度において2017年度より更に顕著であったことを反映している（注記29.1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)

	2018年度	2017年度
長期および雇用後従業員給付引当金	(875)	(884)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1)	(2,480)	(1,968)
その他の引当金および前受金	(131)	(107)
割引の影響	(3,486)	(2,959)

(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)	2018年度	2017年度
現金および現金同等物に係る金融収益	13	21
その他金融資産（貸付金および金融債権を含む）に係る利益／（損失）	254	295
負債証券および持分証券に係る利益／（損失）	496	-
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	(995)	(102)
売却可能金融資産に係る利益／（損失）	-	1,395
その他の金融費用	(261)	(52)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	(91)	(41)
制度資産に係る収益	475	470
借入コストの資産計上	502	515
その他の金融収益および費用	393	2,501

IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチを適用して、適用初年度の比較数値は再表示されていない。その結果、2018年度の「負債証券および持分証券に係る利益／（損失）」には、負債証券に係る受取配当および利息494百万ユーロならびに売却による純利益2百万ユーロ（専用資産に係る(12)百万ユーロを含む）が含まれている。

2017年度は、負債証券に係る受取配当および利息ならびに売却による純利益（損失）は、「売却可能金融資産に係る利益／（損失）」に表示されており、その金額は410百万ユーロであった。

2018年度のその他の金融収益および費用には、金融資産の公正価値の変動に係る(995)百万ユーロが含まれている。特に2018年度末の市場低迷という文脈において、このマイナスの差額は、負債証券および持分証券の公正価値の変動(1,026)百万ユーロ（このうち(989)百万ユーロは専用資産に関連する）とデリバティブの公正価値の変動31百万ユーロにより説明される。2017年度には、金融商品の公正価値のその他の変動は、専用資産に係る(42)百万ユーロを含む(102)百万ユーロであり、主にトレーディング目的で保有するデリバティブに関連していた。

逆に、2017年度の「売却可能金融資産に係る利益／（損失）」には、処分による純利益985百万ユーロ（全額が専用資産に帰属する）が含まれていた。

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)	2018年度	2017年度
当期税金費用	(358)	42
繰延税金	507	(189)
合計	149	(147)

2018年度の当期税金費用のうち(168)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(190)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2017年度は、それぞれ314百万ユーロおよび(272)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)	2018年度	2017年度
連結会社の税引前利益	473	3,401
親会社に適用される法人所得税率	34.43%	34.43%
理論税額	(163)	(1,171)
税率差異(1)	(90)	51
永久差異(2)	30	476
税法基準外税金(3)	239	478
未認識の繰延税金資産	132	20
その他	1	(1)
実際税額	149	(147)
実効税率	-31.54%	4.32%

2018年度の法人所得税の+149百万ユーロの債権は、実効税率-31.54%に対応し（2017年度は(147)百万ユーロの費用、対応する実効税率4.32%）、基本的に、非反復的な項目（処分ないし減損）によるものである。これらの非反復的な項目による影響を除くと、2018年度の当期実効税率は、2017年度の18%に対し、25.70%であった。

理論上の税率とこの実効税率の差異を説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 2018年度：
 - (2) 軽減税率の影響を受ける投資および資産の売却に関する有利な影響199百万ユーロ（主にDunkerque LNG一注記3.3を参照）。
 - (3) 永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入による影響203百万ユーロ。
- ・ 2017年度：
 - (1) ベルギー（2020年に33.99%から25%）および米国（40%から27%）における法人所得税率引下げによる有利な影響、それぞれ38百万ユーロおよび46百万ユーロ。
 - (2) 軽減税率の影響を受ける投資（主にCTE/RTE取引）および資産の売却に関する有利な影響389百万ユーロ。
 - (3) 配当分配に係る3%拠出金に関連した異議申立ての有利な影響255百万ユーロ（かつ非課税となる）および永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入による影響195百万ユーロ。

16.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
繰延税金資産	1,220	1,641
繰延税金負債	(2,362)	(2,272)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(1,142)	(631)
純利益の変動	508	(189)
自己資本の変動	(354)	(437)
換算調整	23	61
連結範囲の変更	(28)	22
その他の変動	(16)	32
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,009)	(1,142)
繰延税金資産	978	1,220
繰延税金負債	(1,987)	(2,362)

自己資本に含まれる繰延税金資産の2018年度の変動のうち(309)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する（2017年度(349)百万ユーロ）。

16.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在

繰延税金：		
固定資産	(5,627)	(5,419)
従業員給付引当金	4,493	5,203
その他の引当金および減損	557	378
金融商品	172	163
繰越欠損金および未使用の税額控除	1,448	1,289
その他	187	132
繰延税金資産および負債合計	1,230	1,746
未認識の繰延税金資産	(2,239)	(2,888)
繰延税金（純額）	(1,009)	(1,142)

2018年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は2,239百万ユーロ（2017年12月31日現在2,888百万ユーロ）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係している。

フランスにおけるこの潜在的節税額は、2018年12月31日現在1,449百万ユーロ（2017年12月31日現在2,043百万ユーロ）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、485百万ユーロ（2017年度499百万ユーロ）であり、2029年度から2039年度の間の日まで繰越可能な繰越欠損金に関連する。

繰越欠損金について認識された繰延税金資産は662百万ユーロ（2017年度497百万ユーロ）であり、主に米国（2018年度230百万ユーロ、2017年度199百万ユーロ）、フランス（2018年度214百万ユーロ、2017年度51百万ユーロ）、カナダおよびベルギーに関連する。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（基本的小および希薄化後）の計算に使用された基本的小および希薄化後利益の調整、ならびに基本的小および希薄化後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)

	2018年度	2017年度
普通株式に帰属する純利益	1,177	3,173
永久劣後債に係る支払	(584)	(565)
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	593	2,608
期中加重平均社外流通普通株式数	2,968,327,473	2,660,243,412
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	2,968,327,473	2,660,243,412
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
1株当たり利益	0.20	0.98
希薄化後1株当たり利益	0.20	0.98

2018年度において、2017年度に係る株式による配当の未払分の支払により、82,828,872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847百万ユーロを計上した。

[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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	10,036	8,923
取得	116	1,396
売却	-	-
減損（注記13）	-	-
換算調整	(61)	(282)
その他の変動	104	(1)
期末日における帳簿価額純額	10,195	10,036
期末日における総額	10,960	10,802
期末日における減損累計額	(765)	(766)

2018年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ 2017年12月31日付のFramatome取得に関する企業結合勘定の確定を受けたのれんの変動（58百万ユーロ）（注記5.1および3.11.2を参照）。
- ・ EdisonによるイタリアのEdison Energie（旧GNVI）（80百万ユーロ）（注記5.3を参照）およびAttiva（13百万ユーロ）の取得。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整(61)百万ユーロ。

2017年度ののれんの変動は、主に、Framatome取得に関する1,257百万ユーロ（注記3.11.2を参照）および大部分がユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整(282)百万ユーロに関係していた。

18.2 のれんの事業セグメント別内訳

注記6.1に記載された新たなセグメントののれんの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
フランスー発電と供給	53	53
フランスー規制業務	223	223
Framatome ⁽¹⁾	1,317	1,257
英国（EDF Energy）	7,578	7,586
イタリア	108	18
その他国外	20	15
Dalkia	548	536
EDF Renewables	206	206
その他事業	142	142
グループ合計	10,195	10,036

(1) 2018年12月31日現在、1,315百万ユーロはFramatome取得により生じたものである（注記5.1を参照）。

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。

2018年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2017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	2018年 12月31日 現在
ソフトウェア	4,034	774	(165)	(10)	24	7	4,664
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	-	-	-	-	(229)	581
温室効果ガス排出権－ グリーン証書	440	1,144	(1,082)	(2)	-	1	501
その他の無形資産	7,501	1,023	(40)	(11)	214	33	8,720
開発中の無形資産(1)	1,211	32	(6)	1	-	(5)	1,233
総額	13,996	2,973	(1,293)	(22)	238	(193)	15,699
償却および減損累計額	(5,100)	(1,109)	170	15	2	241	(5,781)
純額	8,896	1,864	(1,123)	(7)	240	48	9,918

(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。

2018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1,145百万ユーロ。
- ・ Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産およびFramatomeの顧客契約が、それぞれ151百万ユーロ、777百万ユーロおよび344百万ユーロ。

開発中の無形資産には、現在進行中のEPR2プロジェクトに関する研究296百万ユーロが含まれている。

2018年度には、その他の無形資産について(52)百万ユーロの減損が計上された。

2018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、510百万ユーロである。

2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2016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	2017年 12月31日 現在
ソフトウェア	3,624	638	(224)	(37)	23	10	4,034
企業結合において取得 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	428	1,123	(1,107)	(7)	1	2	440
その他の無形資産	5,975	410	(113)	(46)	1,322	(47)	7,501
開発中の無形資産(1)	995	128	(2)	(6)	96	-	1,211
総額	11,832	2,299	(1,446)	(96)	1,442	(35)	13,996
償却および減損累計額	(4,382)	(976)	272	58	(71)	(1)	(5,100)
純額	7,450	1,323	(1,174)	(38)	1,371	(36)	8,896

(1) 開発中の無形資産の増加は、新資産の運転開始の影響を控除後で表示されている。

2017年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれていた。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび729百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび962百万ユーロ。
- ・ Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産およびFramatomeの顧客契約が、それぞれ132百万ユーロ、702百万ユーロおよび402百万ユーロ。

2017年度には、その他の無形資産について(16)百万ユーロの減損が計上された。

2017年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、546百万ユーロであった。

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
有形固定資産	54,677	53,034
建設中の有形固定資産	1,838	1,705
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	56,515	54,739

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
2017年12月31日現在総額	2,746	89,955	4,131	96,832
増加 ⁽¹⁾	168	3,919	419	4,506
減少	(19)	(595)	(172)	(786)
2018年12月31日現在総額	2,895	93,279	4,378	100,552
2017年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,397)	(39,778)	(2,623)	(43,798)
減価償却費、純額	(64)	(237)	(193)	(494)
除却	15	469	205	689
その他変動 ⁽²⁾	(12)	(2,148)	(112)	(2,272)
2018年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,458)	(41,694)	(2,723)	(45,875)
2017年12月31日現在純額	1,349	50,177	1,508	53,034
2018年12月31日現在純額	1,437	51,585	1,655	54,677

(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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
有形固定資産	6,026	6,369
建設中の有形固定資産	1,313	1,238
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,339	7,607

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
2017年12月31日現在総額	1,489	12,566	39	582	14,676
増加	25	376	20	29	450
減少	(1)	(83)	(35)	(3)	(122)
換算調整	-	17	-	-	17
連結範囲の変更	-	13	-	-	13
その他変動	(3)	13	-	1	11
2018年12月31日現在総額	1,510	12,902	24	609	15,045
2017年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(895)	(6,999)	(22)	(391)	(8,307)
減価償却費、純額	(33)	(383)	(4)	(33)	(453)
減損、戻入控除後	-	(306)	-	-	(306)
除却	1	46	11	3	61
換算調整	-	(11)	-	-	(11)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-
その他変動	(2)	-	-	(1)	(3)
2018年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(929)	(7,653)	(15)	(422)	(9,019)
2017年12月31日現在純額	594	5,567	17	191	6,369
2018年12月31日現在純額	581	5,249	9	187	6,026

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。

2018年度の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(2)百万ユーロおよび(306)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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
有形固定資産	47,779	48,972
建設中の有形固定資産	30,377	26,515
ファイナンス・リース有形固定資産	96	135
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	78,252	75,622

2018年12月31日現在のグループ所有の建設中の有形固定資産は主にフラマンヴィル3（資産計上された借入コスト2,622百万ユーロを含む12,479百万ユーロ）、ヒンクリー・ポイントC（資産計上された借入コスト108百万ユーロを含む7,502百万ユーロ）およびサイズウェル（資産計上された借入コスト1百万ユーロを含む133百万ユーロ）のEPR原子炉に関係している。

2018年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3 EPRプロジェクトの資産計上価額は、借入コストを除き、10,065百万ユーロである（建設中の有形固定資産9,874百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産191百万ユーロ⁽¹⁾）。これには、建設費用の他、以下が含まれる。

- ・ 予備部品在庫および関連プロジェクト（特に初回総合検査および北部地域開発）の資産計上額、合計328百万ユーロ。
- ・ フラマンヴィル・プロジェクトに関連した開業前費用およびその他の有形固定資産520百万ユーロ。

- また、2018年1月1日以後は、フラマンヴィル3 EPRプロジェクトに関連したFramatomeとEDF SAとの間の貸借対照表項目およびマージンの内部残高の相殺消去（437百万ユーロ、基本的に前受金および未成業務受入金からなる）。

この結果、2018年7月25日付で発表された2015年のユーロによる目標建設費用（借入コストを除く）109億ユーロに対し、2018年12月31日現在の財務諸表において取得原価ベースで計上された建設費用は9,217百万ユーロである。

(1) 総額241百万ユーロから減価償却累計額50百万ユーロを控除。

有形固定資産（建設中資産を含む）に見られた変動はまた、主に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(129)百万ユーロを含む。

2018年度において、建設中およびファイナンス・リースによる有形固定資産と、当グループ所有のその他の有形固定資産について認識された減損は、それぞれ(19)百万ユーロおよび(219)百万ユーロである。

22.2 グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産の変動（建設中の資産およびファイナンス・リース資産を除く）

(単位：百万ユーロ)	土地・建物	原子力 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
2017年12月31日現在総額	13,019	68,890	20,837	17	18,765	121,528
増加	610	3,336	187	-	1,857	5,990
減少	(403)	(1,074)	(225)	-	(543)	(2,245)
換算調整	(8)	(89)	(9)	-	(23)	(129)
連結範囲の変更(1)	(233)	-	(1,367)	-	(755)	(2,355)
その他変動(2)	(17)	327	22	-	36	368
2018年12月31日現在総額	12,968	71,390	19,445	17	19,337	123,157
2017年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(7,074)	(45,679)	(12,230)	(12)	(7,561)	(72,556)
減価償却費、純額	(331)	(2,804)	(581)	-	(1,246)	(4,962)
減損、戻入控除後	-	-	(154)	-	(65)	(219)
除却	208	984	220	-	501	1,913
換算調整	1	45	12	-	3	61
連結範囲の変更(1)	12	-	71	1	57	141
その他変動	(7)	230	63	-	(42)	244
2018年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(7,191)	(47,224)	(12,599)	(11)	(8,353)	(75,378)
2017年12月31日現在純額	5,945	23,211	8,607	5	11,204	48,972
2018年12月31日現在純額	5,777	24,166	6,846	6	10,984	47,779

- (1) 連結範囲の変更は主にダンケルク・メタン・ターミナルの売却に関連する資産に係る（注記3.3を参照）。
- (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289百万ユーロが引当金およびその基礎となる資産に関連する資産に与えた影響を含む（注記29.1を参照）。

22.3 ファイナンス・リース契約

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017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）	24	8	14	2	33
将来の最低支払リース料債務（賃借人分）	405	53	164	188	367

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)	2018年12月31日現在			2017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						
CTE(2)	O	50.10	1,406	283	1,241	249
CENG	G	49.99	1,667	102	1,494	(316)
Taishan(TNPJVC)(3)	G	30.00	n.c.	n.c.	1,122	(17)
Alpiq(4)	G, D, O, T	25.04	622	(41)	602	25
その他関連会社および共同支 配企業に対する投資			n.c.	n.c.	2,790	94
合計			8,287	569	7,249	35

n.c. = 報告なし。

(1) G = 発電、D = 配電、T = 輸送、O = その他

(2) 2018年12月31日現在、これはCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) に対する50.1%持分に対応する(注記3.11.3を参照)。2017年度については、協定により、表示された純利益持分は、2017年度第1四半期におけるRTE純利益の100%および2017年度第2四半期以降におけるCTE下位企業集団の連結純利益の50.1%から成る。

(3) CGN (Taishanの親会社) は当グループの後に連結財務諸表を公表するため、2018年12月31日現在のTaishanに係る財務データはこの表に報告されていない。

(4) Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、上記の数値は、2018年12月31日現在の純利益に関する見積りを含んでいる(2018年8月にAlpiqが公表した確定値を含む)。

その他関連会社および共同支配企業に対する投資は主に、Nam Theun Power Company (NTPC)、Compagnie Énergétique de Sinop (CES)、Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company LtdならびにEDF RenewablesおよびEDF SAが所有する一部の会社に関連している。

2018年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資ならびに多数の個別資産に関連して、(39)百万ユーロの減損が計上された。これらの減損は当グループ財務諸表における重要性が低いことから、以下に詳述されていない。

2017年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資に関連して、主にCENGの資産について、(618)百万ユーロの減損が計上された(注記23.2.2を参照)。

23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 CTE—財務指標

CTE下位企業集団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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在(1)
非流動資産	17,740	17,163
流動資産	2,854	2,793
資産合計	20,593	19,956
自己資本	2,807	2,476
非流動負債	13,225	12,870

流動負債	4,561	4,610
自己資本および負債合計	20,593	19,956
売上高	4,817	3,143
減価償却費および償却費控除前営業利益	2,058	1,285
純利益	566	337
純負債額	11,799	11,633
自己資本直入損益	78	-
支払配当金	313	159

(1) 2017年12月31日現在の数値は、CTE下位企業集団（CTEはRTE株式を所有する共同支配企業である）の数値であり、CTEの売却（注記3.11.3を参照）により、2017年度第1四半期におけるRTE純利益の100%および2017年度第2四半期におけるCTE下位企業集団の純利益の50.1%から成る。

CTEの関連会社、RTE (Réseau de Transport d'Électricité) は、高電圧および超高電圧の公共送電網の管理に責任を有する。EnedisはRTEの電力網を使用して配電網へ送電している。

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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
非流動資産	7,689	7,370
流動資産	1,142	965
資産合計	8,831	8,335
自己資本	3,334	2,989
非流動負債	4,912	5,030
流動負債	585	316
自己資本および負債合計	8,831	8,335
売上高	1,335	1,156
減価償却費および償却費控除前営業利益	579	396
純利益 ⁽¹⁾	205	(633)
自己資本直入損益	(123)	107
支払配当金	-	-

(1) 2017年12月31日現在（982）百万ユーロの減損の100%を含む。

23.2.2 減損

2017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(491)百万ユーロの減損が計上された。

2018年12月31日現在、CENG資産の減損テスト更新の結果、主に外部機関が公表した下半期にわたる新たな長期価格曲線および税制改革の影響に起因して、当該投資の回収可能価額はその帳簿価額を上回ることが示唆された。しかし、以下に説明する当該資産の個別事情に鑑み、以前計上した減損の一部戻入は行われなかった。

価値の算定はいくつかの仮定、特に、ニューヨーク州の原子力発電所補助金に係るゼロ排出クレジット（ZEC）プログラムの長期的な存続に関する仮定の影響を受ける。同プログラムは、ジーナおよびナイン・マイル・ポイント発電所に追加利益をもたらす。同プログラムは現在、訴訟手続の対象となっており、その継続が疑問視される可能性がある。

さらに、CENGに対する投資の評価には、いくつかの重要な仮定に関連する不確実性がある（例えば、市場環境、法的枠組み、エネルギー政策の変更、戦略決定に対する当グループの支配の欠如）。従って、CENG資産の回収可能価額の算定には、特定のリスク・プレミアムが含まれる。

Exelonとの契約条件に基づいて、EDFは、CENGに対する持分をExelonに公正価値にて売却する、2016年1月から2022年6月の間に行使可能なオプションを有している。

23.3 TAISHAN

23.3.1 Taishan—財務指標

Taishanに関して公表された主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在
非流動資産	11,030	10,936
流動資産	350	66
資産合計	11,380	11,002
自己資本	3,316	3,594
非流動負債	6,864	6,563
流動負債	1,200	845
自己資本および負債合計	11,380	11,002
売上高	-	-
純損益	(56)	(39)
支払配当金	-	-

23.3.2 EDFグループとTaishanとの間の取引

EDFは、中国広東省の泰山におけるEPR原子炉2基の建設および操業のために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC) の30%を所有している。CGNが51%、Yudeanが19%の持分を保有している。

FramatomeはTNPJVCと2本の契約を有している。

- ・ CNPDCおよびCNPECとのコンソーシアムによる2か所のEPR原子力島の供給
- ・ 燃料の引渡し（各ユニットの初装荷炉心および初回燃料補給）

Taishan 1号機は2018年12月13日に商業運転を開始し（注記3.1を参照）、Taishan 2号機は2019年度に商業運転を開始する予定である。

販売料金については現在準備中であるため、減損テストは販売料金および指数化システムが明らかとなった時点で適用される。

23.4 ALPIQ

Alpiqは当グループの後に連結財務諸表を公表するため、ここに示す数値は2018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4を参照）。

23.4.1 公表財務指標

Alpiqグループが公表した主要な財務指標は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在 再表示 ⁽²⁾
非流動資産	4,833	5,394
流動資産	2,858	3,921
売却目的保有に分類された資産	1,022	5
資産合計	8,713	9,320
自己資本(1)	3,388	3,619
非流動負債	2,554	3,235
流動負債	2,154	2,465
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	617	1

自己資本および負債合計	8,713	9,320
売上高	6,444	5,576
減価償却費および償却費控除前営業利益	250	714
純利益	(80)	270
自己資本直入損益	176	(24)
当グループに対する支払配当金	-	-

- (1) ハイブリッド債869百万ユーロを含む。
- (2) Alpiqグループの2016年12月31日現在の貸借対照表は、表示の変更ならびに、従前は売却目的保有資産に分類されていたが現在は貸借対照表に表示されている一部の会社の分類変更の影響を反映して再表示されている。

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%、最長で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。

2018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475百万ユーロである。

23.4.2 減損

Alpiqグループは、卸売価格が著しく低い困難な市場環境で事業を運営している。また、Alpiqは自由化されていないスイス市場において、最終顧客との取引を行うことができない。この不利な事情がスイスにおける発電施設の収益性に影響を与えた上に、価格補償戦略があるためにAlpiqは、短期的な市場価格上昇の機会を利用できない。

2016年3月にAlpiqは、卸売価格へのエクスポージャーを低減させるべく、一部の発電所売却を前提として、伝統的エネルギー生産における構造的施策の実施を公表した。これらの施策は期待した結果を生み出さず、当グループはその後、エネルギー・サービス資産の売却に再度、焦点を当てた。

2018年8月24日に2018年度中間財務諸表を公表した際に、Alpiqは、再度、スイスの非対称的な電力市場規制に起因する困難に言及した。しかし、これらのリスクは既に織込み済みであるため、当該上半期中にAlpiqによる減損の追加計上はなかった。戦略レベルでは、Alpiqは2018年7月下旬に、そのエネルギー・サービス事業の、フランスの会社Bouygues Constructionへの売却を成功裏に完了した。この取引によりAlpiqは、中核事業に再度注力し流動性を改善することが可能となる。

2018年度8月末にEDFは、2005年以来、同社の設立当初からの株主との間に存在していたコンソーシアム契約の終了を通知した。同契約は2020年9月に失効する。

現在、当グループは、Alpiqの中間決算発表以後、2018年12月31日現在のAlpiqに対する投資について追加の減損リスクを示唆する要因を認識していない。当グループは引き続き、Alpiqの活動計画の効果的な実施ならびにスイスにおける市場の状況および規制環境の変化を入念に監視する予定である。Alpiqグループが2019年3月4日公表予定の2018年度年次連結財務諸表において減損を認識した場合には、EDFグループは2019年度の中間財務諸表にそれを反映することになる。

注記24. 棚卸資産

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は、以下の通りである。

2018年12月31日現在

2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,671	(6)	10,665	10,831	(15)	10,816
その他燃料	957	(14)	943	906	(7)	899
その他原材料	1,613	(302)	1,311	1,526	(283)	1,243
仕掛品（製品・サービス）	538	(30)	508	494	(48)	446
その他の棚卸資産	840	(40)	800	768	(34)	734
棚卸資産合計	14,619	(392)	14,227	14,525	(387)	14,138

2018年12月31日現在の1年超部分は、主に、7,810百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2017年12月31日現在7,932百万ユーロ）。

2018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142百万ユーロである（2017年12月31日現在179百万ユーロ）。

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。

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在 再表示
(単位：百万ユーロ)		
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）	14,468	14,359
営業債権－総額（EDF Trading）	2,446	3,530
減損	(1,004)	(1,046)
営業債権－純額	15,910	16,843

営業債権の大部分は、1年以内に期限が到来する。

フランスにおいて毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金、2018年12月31日現在6,827百万ユーロ（2017年12月31日現在6,568百万ユーロ）は、営業債権から控除されている（注記2.1.3.2を参照）。

25.1 期日到来および期日未到来の営業債権

	2018年12月31日現在			2017年12月31日現在		
(単位：百万ユーロ)	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
営業債権	16,914	(1,004)	15,910	17,889	(1,046)	16,843
- 期日経過後6か月以内	1,318	(214)	1,104	1,172	(260)	912
- 期日経過後6～12か月	393	(152)	241	435	(137)	298
- 期日経過後12か月超	877	(511)	366	890	(532)	358
期日到来営業債権	2,588	(877)	1,711	2,497	(929)	1,568
期日未到来営業債権	14,326	(127)	14,199	15,392	(117)	15,275

25.2 債権の譲渡

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
(単位：百万ユーロ)		
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	38	41
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	1,095	903

当グループは2018年12月31日現在、主にEDF SA、EdisonおよびDalkiaに関連する合計1,095百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた（2017年12月現在903百万ユーロ）。

譲渡のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われており、対応する債権は以後、当グループの連結貸借対照表には計上されない。

25.3 契約資産

契約資産は、顧客に供給した財またはサービスの見返りとして対価を受け取る会社の保有する権利のうち、かかる権利が時の経過以外の何かを条件としている場合の当該権利である。

債権に含まれた契約資産は、2017年12月31日現在225百万ユーロおよび2018年12月31日現在439百万ユーロに相当し、主にFramatome、DalkiaおよびEDF Renewables事業セグメントに関連している。

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在 再表示 ⁽¹⁾
前払費用	1,719	1,592
公共電力サービス拠出金（CSPE）	799	1,147
VAT債権	2,133	2,043
その他税金債権	342	368
その他の営業債権	4,149	4,237
その他の債権	9,142	9,387
非流動部分	1,796	2,168
流動部分	7,346	7,219
総額	9,197	9,462
減損	(55)	(75)

(1) 2017年12月31日現在の公表済数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1.3.2）。

2018年12月31日現在のその他の債権は、CSPE債権に相当する799百万ユーロを含んでいる（2017年12月31日現在1,147百万ユーロ）。これ以外のCSPE債権は「貸付金および金融債権」に含まれている（注記36.3を参照）。

注記27. 自己資本

27.1 資本金

2018年12月31日現在のEDFの資本金は1,505,133,838ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,010,267,676株から成っている。資本金のうち83.67%はフランス政府、15.06%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.15%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2018年6月、2017年度に係る配当の残額の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、82,828,872株の新株発行を受けて資本金が41百万ユーロ増加し、発行プレミアム806百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2018年6月に完了した。

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、その後は每期、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。

2018年12月31日現在、連結自己資本から控除されている自己株式は3,728,019株、総額56百万ユーロである。

27.3 配当

2018年5月15日の株主総会において、2017年度について1株当たり0.46ユーロの普通配当の分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払の選択が株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。各株主について、特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり0.506ユーロである。

中間配当（1株当たり0.15ユーロ）は2017年12月11日に新株または現金の形態により支払われたため、2017年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.31ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.356ユーロとなった。この未払配当残額は2018年6月19日に支払われた。

フランス政府は、2017年度の未払配当残額について、株式による配当を選択した。

2017年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は60百万ユーロであった。

2018年11月6日にEDFの取締役会は、2018年度について、1株当たり0.15ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額451百万ユーロで、2018年12月10日に全額が現金の形態により支払われた。

27.4 資本性金融商品

2018年12月31日現在、自己資本に計上されている永久劣後債は、10,101百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である。

2018年9月25日にEDFは、表面年利率4%の新たな永久劣後債合計12.5億ユーロを発行した。これらは2024年7月4日以降、EDFの請求により償還可能である。

また、2018年10月3日にEDFは、未償還のハイブリッド債シリーズ2本の一部について、現金12.5億ユーロにて買入償還した。

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、2018年度584百万ユーロ、2017年度565百万ユーロであった。この結果としての現金支払額は、対応する当グループ自己資本の減額に反映されている。

2019年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約334百万ユーロの利息を支払った。

EDF決算書上の永久劣後債

（単位：百万通貨単位）

企業	発行日（月/年）	名目金額	通貨	償還オプション	表面年利率
EDF	01/2013	338	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	662	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%
EDF	10/2018	1,250	ユーロ	6年	4.00%

27.5 非支配持分（少数株主持分）

27.5.1 非支配持分の内訳

2018年12月31日現在

2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)

主要な非支配持分

	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
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20.0%	2,612	(21)	2,687	23
NNB Holding Ltd.	33.5%	2,849	(3)	2,138	-
EDF Investissements Groupe SA	6.1%	516	11	516	11
EDF Luminus SA	31.4%	380	(21)	388	2
Framatome	24.5%	258	40	209	-
その他の非支配持分		1,562	8	1,403	80
合計		8,177	14	7,341	116

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。

当グループが2017年12月31日に取得し（注記3.11.2を参照）EDF SAを通じて75.5%を所有するFramatomeに対する非支配持分は、三菱重工業が保有する19.5%持分およびAssystemが保有する5%持分である。

EDF Luminusに対する非支配持分は、ベルギーの地方当局の保有する投資である。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsの保有する投資である。

2017年度の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ならびに、Sizewell C Holding CoとEdisonおよびEDF Renewables下位企業集団の子会社に対する少数株主持分から成っていた。2018年度の当該項目は主に、Sizewell C Holding CoならびにEdisonおよびEDF Renewables下位企業集団の子会社に対する少数株主持分から成る。

その他の非支配持分はまた、Dalkiaグループが発行し少数株主持分が引き受けた転換社債の形態による商品、2018年12月31日現在の合計260百万ユーロ（2017年度124百万ユーロ）を含む。当年度中の変動は主に、合計157百万ユーロの転換社債発行により説明される。これらの社債は、IAS第32号に基づく資本性金融商品に該当し、議決権およびコーポレート・ガバナンスの分析により、Dalkiaの独占的支配権の継続が確認されている。キャッシュ・フロー計算書上、当該取引は、財務活動によるキャッシュ・フローに表示されている。

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
非流動資産	21,304	21,149
流動資産	3,289	3,228
資産合計	24,593	24,377
自己資本	13,061	13,433
非流動負債	10,805	10,252
流動負債	727	692
自己資本および負債合計	24,593	24,377
売上高	2,765	3,070
純利益	(106)	135
自己資本直入損益	(100)	(220)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	649	867
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(555)	(514)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(113)	(328)
現金および現金同等物－期首残高	483	468
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	(19)	25
為替変動の影響	1	(10)
その他	7	-
現金および現金同等物－期末残高	472	483
非支配株主に対する支払配当金	23	70

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	2018年12月31日現在			2017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		1,515	22,362	23,877	1,479	21,378	22,857
廃炉および炉心核燃料引当金		302	26,842	27,144	290	25,032	25,322
原子力発電関連引当金	29	1,817	49,204	51,021	1,769	46,410	48,179
その他の施設廃止引当金	30	91	2,033	2,124	80	1,977	2,057
従業員給付引当金	31	998	17,627	18,625	1,106	20,630	21,736
その他の引当金	32	3,104	2,908	6,012	2,529	2,356	4,885
引当金合計		6,010	71,772	77,782	5,484	71,373	76,857

注記29. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

原子力発電関連引当金は、核サイクル終了費用（使用済燃料および放射性廃棄物管理）引当金、発電所廃炉引当金および炉心核燃料引当金から構成されている。

引当金は注記1.3.2.2に記載された原則に基づいて見積もられている。

債務は各国の法規制ならびに各国で用いられる技術および業界の実務に応じて大きく変動する可能性がある。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2017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	2018年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	12,353	500	(1,204)	748	(12)	(223)	12,162
廃棄物除去および調整引当金	1,041	12	(29)	59	(3)	40	1,120
放射性廃棄物長期管理引当金	9,463	42	(231)	859	(6)	468	10,595
核サイクル終了引当金	22,857	554	(1,464)	1,666	(21)	285	23,877
原子力発電所廃炉引当金	21,431	52	(162)	1,083	(57)	693	23,040
炉心核燃料引当金	3,891	-	-	166	(13)	60	4,104
廃炉および炉心核燃料引当金	25,322	52	(162)	1,249	(70)	753	27,144
原子力発電関連引当金	48,179	606	(1,626)	2,915	(91)	1,038	51,021

2018年度における原子力発電関連引当金の変動は、主に、フランスおよび英国における割引率の低下に起因する。対応する影響は、損益計算書を相手勘定とする引当金については「割引の影響」（835百万ユーロ）に、また関連資産（フランスの引当金関連資産および基礎資産、英国のNLF債権）を有する引当金の変動については「その他の変動」（1,169百万ユーロ）に含まれている。

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	10,698	1,464	-	12,162
廃棄物除去および調整引当金	751	369	-	1,120
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	743	6	10,595
2018年12月31日現在核サイクル終了引当金	21,295	2,576	6	23,877
2017年12月31日現在核サイクル終了引当金	20,326	2,527	4	22,857
原子力発電所廃炉引当金	15,985	6,754	301	23,040
炉心核燃料引当金	2,526	1,578	-	4,104
2018年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	18,511	8,332	301	27,144
2017年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	17,307	7,737	278	25,322

29.1 フランスにおける原子力引当金

フランスにおける当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDF SAにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.3.2.2に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産を保有している（注記45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	2017年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響(1)	その他の 変動(2)	2018年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	29.1.1	10,786	488	(986)	651	(241)	10,698
廃棄物除去および調整引当金	29.1.2	726	10	(29)	43	1	751
放射性廃棄物長期管理引当金	29.1.2	8,814	38	(231)	826	399	9,846
核サイクル終了引当金		20,326	536	(1,246)	1,520	159	21,295
原子力発電所廃炉引当金	29.1.3	14,920	52	(138)	752	399	15,985
炉心核燃料引当金	29.1.4	2,387	-	-	97	42	2,526
廃炉および炉心核燃料引当金		17,307	52	(138)	849	441	18,511
原子力発電関連引当金		37,633	588	(1,384)	2,369	600	39,806

(1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,534百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に計上された2018年度の実質割引率の変更による影響835百万ユーロ（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

(2) その他の変動は、主に以下を含む。

- ・ 従来は使用済燃料管理引当金に含まれていた放射性廃棄物長期管理引当金の組替(298)百万ユーロ。
- ・ 関連資産がある引当金に関する2018年12月31日現在の実質割引率の変更による影響718百万ユーロ。

EDF以外の施設について

- ・ EDF、COGEMA（現Orano Cycle）およびフランス原子力エネルギー庁（Commissariat à l'Énergie Atomique—CEA）は、2004年12月に、マルクルのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとしてEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。
- ・ EDF、AREVAおよびAREVA NC（現Orano Cycle）は、2008年12月および2010年7月に、ラアグ施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をAREVA NCに移転するための法律上および財務上の条件を定義する2本の契約に署名した。当該契約を適用してEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をAREVA NCに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。

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の混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

EDFの要請に応じてOranoにより処理される量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（再利用可能な物質の調整および貯蔵を含む）

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたOranoとの契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。

2018年度において取締役会は、（新産業計画の利用可能性を待って2013年度に一時停止された）再処理ウランの再利用の再開を承認した。初回の燃料集合体の装荷は2023年に予定され、技術的適応および原子力安全当局からの必要な認可を条件とする。対応する契約は、2018年度第2四半期中に各供給業者との間で署名された。

使用済燃料管理引当金のうち再処理ウランに関連する部分は、ウラン再利用の再開に関するすべての産業上、規制上および経済上の条件が充足された時点で戻入されるが、EDFは当該条件の一部の充足に関しては管理不能である（現状では事前の予定表は設定されていない）。

これらの引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存施設では現状では再利用できない使用済燃料、すなわち、濃縮加工から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。

原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付命令を改正した2018年12月28日付省令の公布を受けて、2018年度に、使用済燃料処理から生じる廃棄物の一時貯蔵を対象とする引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金の一部として組み替えられている（298百万ユーロに関連する）。

29.1.2 廃棄物除去および調整引当金—放射性廃棄物長期管理引当金

29.1.2.1 廃棄物除去および調整引当金

廃棄物除去および調整引当金は、2017年1月1日から区分掲記されている。

当該引当金は、操業または廃炉から生じる放射性廃棄物（使用済燃料とは別の）に関する以下の将来費用を対象としている。

- ・ 廃棄物の特性解析および調整
- ・ 廃棄物の一時貯蔵。

放射性廃棄物の調整および中間貯蔵施設のための装置組立(installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés—ICEDA)が2018年12月に完成し、現在、使用前検査を実施している最中である。EIP設備（利益の保護に重要な設備）の識別に係る情報は、現在ASNに提出済みの試運転認可申請（DAMS）に追記されている。目標は、当該貯蔵施設の2019年9月開設である。

29.1.2.2 放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の一時貯蔵（2018年度に298百万ユーロで使用済燃料管理引当金から組み替えられた（注記29.1.1を参照））、除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および発電所の廃炉またはラアグにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,278	1,161
長寿命低レベル廃棄物	292	265
長寿命中高レベル廃棄物	8,276	7,388
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	8,814

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般にがれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の国家計画の下で更なる調査が計画されている。さらに、長寿命低レベル放射性廃棄物管理に関する全般的な業界の計画が、2019年度末までに提出される予定である。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、Orano、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、廃棄物産出業者が提案した技術的最適化について検討した後、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）が2014年度後半に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメントおよび、アプローチに隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年12月31日現在の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

この省令の公表により、2015年12月31日現在の当グループの財務諸表上の引当金に820百万ユーロの調整が必要となった。当該省令により設定されたCigéoプロジェクト費用は連結財務諸表においてEDFが従来用いていた見積ベンチマーク費用208億ユーロを置き換えている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

現在、ANDRAおよび株主との間で将来の施設設計調査が行われている。これは、技術上および経済上の最適化および2016年4月にANDRAがASNに提出した安全オプション報告書への対応を含む。2016年7月11日付法律もまた可逆性概念について明確化した。2017年にANDRAは、予備的プロジェクトの基礎となる新たな構造を選択した。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の建設申請は2019年度に行われ、2022年度に承認が下りる見込みである。工業上のパイロット・フェーズが2026年度に開始された後、2031年に最初の廃棄物パッケージが受け入れられる予定である。

2018年1月11日に、ASNは、Cigéo安全オプション報告書（DOS Cigéo）に対する意見を公表した。ASNは、当該プロジェクトが当該段階において全体として十分な技術的成熟に達しているものと判断し、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して当該提案に対する代替案の検証を求めた。2019年度のCigéo設置許可申請の提出に先立ち、2018年9月に、現在の瀝青廃棄物の管理実務について、瀝青廃棄物およびその挙動に関する知識、中和処理、ならびに貯蔵の取決めの3つのテーマに焦点を当てて報告書を作成する専門家集団がDGECにより任命された。

29.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律、2007年11月2日付政令2007-1557およびフランスの環境法（第L593-25条以降）により管理されている。これは各用地での以下の業務を含む。

- ・ 閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
 - ・ 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、基本的な原子力施設の操業フェーズ中に行われる最終的な閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- ・ 廃炉申請は当局および公聴会によって検討され、その後、廃炉を承認する単一の法令が出される。
- ・ 解体業務独自の正式な安全手続きに含まれる、ASNの主要な進捗レビュー。
- ・ 運営担当者とは独立した、ASNによる監査対象となる運営者の社内承認手続き。これによって、承認された安全手続きに先立ちいくつかの特定の作業の開始が認められる。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点で、基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外するために、当該施設の分類を解除する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L1333-1条（放射線防護）および環境法第L110-1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。

進行中の作業は、現在の原子力発電所より前に建設され操業していた発電所（「第1世代」発電所）、ならびにスーパーフェニックス発電所およびシノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェイ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、新たな方法および技術の開発を要し、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この原子炉は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

フェッセンハイムの予備的廃炉計画および第4回定期レビュー（RP4）に関する優先領域は、2018年7月にASNに提出された。廃炉およびRP4文書の提出目標は2020年度半ばである。

連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)、リスク軽減等について詳述した研究報告とともに、現在、最終化の最中である。

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)	2017年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2018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	11,616	-	(17)	482	399	12,480
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,304	52	(121)	270	-	3,505
原子力発電所廃炉引当金	14,920	52	(138)	752	399	15,985

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局(Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC)の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げることが可能となった。

当該見積りの算定に使用された主な相互効果およびシリーズ効果の性質は、以下に説明する通りである。

相互効果には、以下のように数種類の効果がある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度廃止する必要はないという事実に関連する。構造的に、同一用地の2基一組の原子炉の廃炉に係るコストは、異なる2か所の用

地にある独立の原子炉2基の廃炉の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。

- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が廃炉される場合に全く増加しない。これは通常、調査コストおよび用地の安全な作業条件を維持するコストである。
- ・ 集中型施設における（例えば、主要部品の解体等に係る）廃棄物処理に係るコストは、廃炉場所に数件の廃棄物処理施設を有する場合を下回る。

シリーズ効果には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

こうしたシリーズ効果は、実際に、調査や部品製造工場に関して発電所の建設中に観察される効果と同様である。

例えば、900MW発電所については、当該タイプの最初の2基の原子炉と平均的な2基の原子炉の間に、約20%のシリーズ効果が見込まれる。

シリーズおよび相互効果は、特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均廃炉費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

その数値は単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査は、当該見積りに織り込まれた学習効果を保守的なものと判断した。

保守的な観点から、当該見積りには、リスク、偶発事象および不確実性の評価も織り込まれている。

当グループは、見積り改訂の作業は監査後に発表された勧告に対応していると考えている。採用されたアプローチおよびその結果は行政当局に提示され、追加の質疑および討議の対象となった。

EDFはまた、直接的な比較をゆがめる可能性のある数多くの要因、例えば費用見積りの範囲または国や規制の背景等を確実に考慮に入れることができるように、国際比較を通じてこの分析の裏付けを継続して行っている。

この詳細なアプローチの結果により、2016年1月1日現在における900MWシリーズ発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の変更の影響を別にして、2016年12月31日現在の費用見積りおよび関連する引当金、ならびに、2016年12月31日現在の割引率変更の影響により、全体として、以下の限定的な変化が生じた。

- ・ 見積廃炉費用321百万ユーロの増加、および、長寿命中レベル廃棄物長期管理見積費用334百万ユーロの増加。
- ・ 発電所廃炉引当金(451)百万ユーロの減少、および、基礎となる資産の変動に対応した、長寿命中レベル廃棄物長期管理引当金162百万ユーロの増加。

2016年度の改訂後に、この見積りは年次で見直しされることが決定した。2017年度および2018年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュジェイ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れている。

2015年度に、UNGG発電所に関する業界の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記29.1.2の長寿命低レベル廃棄物を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオ

を選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じたコストに起因して増加する見込みである。

第1世代の発電所、特にUNGG発電所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。

改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。

ASNの要請に応じて、2017年度第1四半期に、UNGG炉6基の廃炉に関してEDFが選択した解決策を分析するために、独立専門家のレビューが命じられた。その結論は、選択された主要なオプションを支持するものであった。2017年6月に、これらの結論およびEDFがその前の3月に提出した正当性報告書に基づいて、ASN委員との会議が開かれた。

当該戦略報告書、安全な構造の確立に関する安全オプション報告書および2017年から2032年の期間にわたる詳細な作業予定表は、2017年12月後半にASNに提出された。2018年度にASNは、UNGG戦略報告書に関する主な質疑および結論を公表した。すべての原子炉の「空中」解体、工業的実証の有用性、および同種世界初の原子炉（シノンA2）の解体予定表は確定したものと見られるが、他の5基の原子炉の解体予定表に関して議論が続いている。EDFの提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、より大規模なフェーズの開始前に、経験に基づく重要な修正を見越している。同種世界初の原子炉からの経験を織り込む必要性を認めながらも、ASNは、現状では予定表全体について意見を表明していない。2019年2月12日の会議においてEDFは、提案した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員パネルに提示した。ASNは2019年度に決定案を公表し、公開協議に付す予定である。

実施すべき複雑な作業全般にわたる不確実性（特に新たな方法および技術の開発）から、引当金は、作業配列および6基の原子炉すべての解体に関する全体的な予定表に極めて敏感に影響を受ける。EDFが最終的に廃炉作業の予定表を改訂した場合には（配列の短縮）、引当金は必然的に増加する。

2015年度における見積費用の改訂後に、年次の見直しが決定された。2016年度の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2018年度の見直しの結果、2017年度の見直しの結果と同様に、重要な修正はなかった。

29.1.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

29.1.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

29.1.5.1 割引率

割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス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、2018年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、3.9%であり（2017年12月31日現在インフレ率1.5%として4.1%）、従って、実質割引率は2018年12月31日現在2.4%（2017年12月31日現在2.6%）である。

割引率の規制上の制限

適用される割引率はまた、2つの規制上の制限に従う。2007年2月23日付改正政令および2007年3月21日付省令（これは2017年12月29日付命令によって改正されている）に基づき、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 2026年12月31日まで、2つの条件の加重平均として設定された規制上限。第1の条件は4.3%に設定され、第2の条件はTEC30年物の金利の直近48か月間の算術平均プラス100ポイントに相当する。第1の定数条件4.3%の加重は、定額法により、2016年12月31日現在の100%から2026年12月31日現在の0%まで低減する。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2018年12月31日現在4.0%（3.97%の端数切上げにより4.0%）であった（2017年12月31日現在4.1%）。

2018年12月31日現在で使用された割引率は、3.9%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)	2018年12月31日現在		2017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	18,737	10,698	19,058	10,786
廃棄物除去および調整	1,194	751	1,203	726
放射性廃棄物長期管理	30,970	9,846	29,396	8,814
核サイクル終了費用	50,901	21,295	49,657	20,326
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	20,755	12,480	20,563	11,616
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	6,576	3,505	6,472	3,304
炉心核燃料引当金	4,346	2,526	4,332	2,387
廃炉および炉心核燃料費用	31,677	18,511	31,367	17,307

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。

2018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	10,698	(218)	237	185	(202)
-廃棄物除去および調整	751	(23)	25	14	(15)
-放射性廃棄物長期管理	9,846	(597)	780	498	(673)
廃炉および炉心核燃料：					
-現在稼働中の原子力発電所の廃炉	12,480	(496)	520	7	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,505	(138)	149	138	(149)
-炉心核燃料	2,526	(88)	94	-	-
合計	39,806	(1,560)	1,805	842	(1,046)

2017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	10,786	(221)	238	190	(206)
-廃棄物除去および調整	726	(22)	24	13	(14)
-放射性廃棄物長期管理	8,814	(497)	562	407	(464)
廃炉および炉心核燃料：					
-現在稼働中の原子力発電所の廃炉	11,616	(477)	501	7	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,304	(125)	135	125	(135)
-炉心核燃料	2,387	(85)	90	-	-
合計	37,633	(1,427)	1,550	742	(826)

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2018年12月31日現在10,908百万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2018年12月31日現在9,220百万ユーロ（2017年12月31日現在8,650百万ユーロ）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)	2017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)	2018年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,567	12	(218)	97	(12)	18	1,464
廃棄物除去および調整引当金	315	2	-	16	(3)	39	369

放射性廃棄物長期管理引当金	645	2	-	33	(6)	69	743
核サイクル終了引当金	2,527	16	(218)	146	(21)	126	2,576
原子力発電所廃炉引当金	6,233	-	(24)	322	(57)	280	6,754
炉心核燃料引当金	1,504	-	-	69	(13)	18	1,578
廃炉および炉心核燃料引当金	7,737	-	(24)	391	(70)	298	8,332
原子力発電関連引当金	10,264	16	(242)	537	(91)	424	10,908

(1) その他の変動は、NLF (Nuclear Liabilities Fund) および英国政府からの払戻額に対応する債権の同額の変動を伴う、割引率の低下を反映した原子力負債の変動に関する404百万ユーロを含む。

29.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energyの取得後にNuclear Liabilities Fund (NLF—British Energyの再編の一環として英国政府により設定された独立の信託) との間で締結された修正契約が、「再編契約」に基づき英国国務大臣およびNLFがBritish Energyに行った約定資金提供コミットメントに与える影響は限定的であった。当該契約は、British Energyの財務状況の安定化を目的とし、2005年から英国政府の主導で行われた再編の一環として、British Energyによって2005年1月14日に締結された。British Energy Generation Limitedは、2011年7月1日に、EDF Energy Nuclear Generation Limitedへと社名を変更し、これらの契約とその修正契約におけるBritish Energyの地位を承継した。

再編契約条項に基づく内容は以下の通りである。

- ・ NLFはその資産の範囲内で次の事項に対して資金提供を行うことに合意した。(i) 偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）および(ii) EDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用。
- ・ 国務大臣は次の事項に資金提供することに合意した。(i) NLFの資産を超える範囲での、偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）およびEDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用、および(ii) 上限を2,185百万ポンド（2002年12月の貨幣価値によるものであり、修正される）とする、EDF Energyの使用済燃料に係る既存の適格負債（2005年1月15日の前日までサイズウェルBの原子炉に搭載されていたものを除く発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）。
- ・ EDF Energyは、一定の除外または不適格負債（EDF Energyの負債として定義された負債等）および適用される法律に基づく最低業績基準をEDF Energyが達成できない場合に生じる可能性のある追加的な負債に係る資金調達を行う責任を負っている。EDF EnergyのNLFおよび国務大臣に対する債務は、EDF Energyの主要株主の資産により保証されている。

EDF Energyはまた、以下の支払コミットメントを引き受けた。

- ・ 「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拋出。2018年12月31日現在、対応する引当金は117百万ユーロである。
- ・ 「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、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。

2018年12月31日現在

2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	年度末の経済状況 に基づく費用	引当金の 現在価値	年度末の経済状況 に基づく費用	引当金の 現在価値
使用済燃料管理	2,665	1,464	2,829	1,567
廃棄物除去および調整	1,856	369	1,827	315
放射性廃棄物長期管理	3,645	743	3,589	645
核サイクル終了費用	8,166	2,576	8,245	2,527

29.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金は経営者の最善の見積りによっている。これは廃炉費用の全額を対象としており、現行規則の適用にあたり使用される可能性が最も高い現在の技術と方法に基づいて測定されている。現在の費用は2016年度に作成されたベースライン廃炉計画（3年改訂）に基づくもので、発電所は廃炉され、その土地は最終的に再利用されると仮定されている。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在		2017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	15,741	6,637	15,520	6,111

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2018年12月31日現在117百万ユーロ、注記29.2.1を参照）の現在価値を除いた、廃炉債務に関係している。

29.2.4 原子力発電関連引当金の割引

割引率は、利用可能な最も長期の英国国債のサンプルに関する平均データを用いて、最も長期のAからAAの格付けを付与された英国社債のスプレッドを加えて算定されている。割引率の決定に用いられる黙示的なインフレ率は、調整後の小売価格（英国CPIH指数）の長期予測に基づいている。

2018年12月31日現在で、EDF Energyは英国の原子力負債に対し2.5%の実質割引率を適用した（2017年12月31日現在2.7%）。

注記30. その他の施設廃止引当金

会社毎の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome(1)	その他企業(2)	合計
2018年12月31日現在 その他の施設廃止引当金(2)	658	132	716	350	268	2,124
2017年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	626	130	692	347	262	2,057

(1) フランスの基本的原子力施設に関連する引当金78百万ユーロを含む。

(2) フランスのSOCODEI基本的原子力施設に関連する引当金46百万ユーロを含む。

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料発電所、炭化水素生産資産および核燃料集合体の生産設備に関係している。

化石燃料発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。

2018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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	998	1,106
従業員給付引当金－非流動部分	17,627	20,630
従業員給付引当金	18,625	21,736

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
2017年12月31日現在残高(1)	42,721	(21,895)	20,826
2018年度純費用	1,892	(475)	1,417
数理計算上の損益	(3,898)	746	(3,152)
雇用主による拠出	-	(331)	(331)
従業員による拠出	15	(15)	-
給付支払額	(2,194)	1,131	(1,063)
換算調整	(53)	61	8
連結範囲の変更	-	-	-
その他の変動	(4)	(13)	(17)
2018年12月31日現在残高	38,479	(20,791)	17,688
このうち：			
従業員給付引当金			18,625
非流動金融資産			(937)

(1) 2017年12月31日現在の純債務は従業員給付引当金21,736百万ユーロおよび非流動金融負債(910)百万ユーロから構成されており、その純額は20,826百万ユーロであった。

2018年度の債務に係る数理計算上の損益は(3,898)百万ユーロで、割引率の変動(2,174)百万ユーロ、生命表の更新に関する(462)百万ユーロおよび賃金法の更新に関する(491)百万ユーロの結果であるフランスにおける(3,323)百万ユーロ、ならびに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(518)百万ユーロを含んでいる（注記31.3.6を参照）。

2018年度の制度資産に係る数理計算上の損益は746百万ユーロである。これは主に、英国における変動463百万ユーロおよびフランスにおける資本市場の低迷による変動259百万ユーロの結果である。

2017年度の債務に係る数理計算上の損益は(400)百万ユーロで、基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する英国における194百万ユーロおよび主に実績による調整に起因するフランスにおける(598)百万ユーロから構成されている。

31.1.2 雇用後およびその他の長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
当期勤務費用	(1,018)	(1,010)
過去勤務費用	(19)	-
数理計算上の損益－長期給付	20	(67)
営業費用として計上された純費用	(1,017)	(1,077)
利息費用（割引の影響）	(875)	(884)
制度資産の運用収益	475	470
金融損益に含まれた純利息費用	(400)	(414)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,417)	(1,491)
数理計算上の損益－雇用後給付	3,898	400
制度資産に係る数理計算上の損益	(746)	721
数理計算上の損益	3,152	1,121
換算調整	(8)	(17)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	3,144	1,104

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
2017年12月31日現在債務	32,701	8,956	1,064	42,721
2018年度純費用	1,342	505	45	1,892
数理計算上の損益	(3,323)	(518)	(57)	(3,898)
従業員による拠出	-	15	-	15
給付支払額	(1,519)	(644)	(31)	(2,194)
換算調整	-	(66)	13	(53)
連結範囲の変更	-	-	-	-
その他の変動	-	-	(4)	(4)
2018年12月31日現在債務	29,201	8,248	1,030	38,479
制度資産の公正価値	(11,165)	(9,039)	(587)	(20,791)
2018年12月31日現在従業員給付純債務	18,036	(791)	443	17,688
このうち：				
従業員給付引当金	18,036	146	443	18,625
非流動金融資産(2)	-	(937)	-	(937)

(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) 2018年12月31日現在、EDF EnergyはEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過を認識している（注記31.3.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2017年12月31日現在債務	32,701	8,956	1,064	42,721
制度資産の公正価値	(11,621)	(9,684)	(588)	(21,895)
2017年12月31日現在従業員給付引当金	21,080	(728)	474	20,826
このうち：				
従業員給付引当金	21,080	182	474	21,736
非流動金融資産	-	(910)	-	(910)

(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）。

31.2 フランス（規制業務および発電と供給）

「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」（注記6.1を参照）の2つの事業セグメントの年金制度は非常に類似していることから、これらは主にEDFとEnedisを含むフランスとしてひとつの小計にまとめられている。これらの会社のほぼ全員の従業員は、特別IEG年金その他のIEG給付を含む、IEG従業員としての地位にある。

これらの給付は注記1.3.22に記載されている。

31.2.1 引当金の変動の明細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2017年12月31日現在残高	32,701	(11,621)	21,080
2018年度純費用	1,342	(221)	1,121
数理計算上の損益	(3,323)	259	(3,064)
基金への拠出	-	(44)	(44)
給付支払額	(1,519)	462	(1,057)
2018年12月31日現在残高	29,201	(11,165)	18,036

31.2.2 雇用後およびその他の長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
当期勤務費用	(732)	(725)
過去勤務費用	-	-
数理計算上の損益ー長期給付	17	(68)
営業費用として計上された純費用	(715)	(793)
利息費用（割引の影響）	(627)	(634)
制度資産の運用収益	221	220
金融損益に含まれた純利息費用	(406)	(414)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,121)	(1,207)
数理計算上の損益ー雇用後給付	3,323	598
制度資産に係る数理計算上の損益	(259)	161
数理計算上の損益	3,064	759
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	3,064	759

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)	2018年度	2017年度
実績による調整	(90)	462
人口統計上の仮定の変更	462	-
財務上の仮定の変更(1)	2,968	68
債務に係る数理計算上の損益	3,340	530
このうち：		
－雇用後給付に係る数理計算上の損益	3,323	598
－長期給付に係る数理計算上の損益	17	(68)

(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関係している。

2018年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は3,340百万ユーロであり、主に割引率、昇給率および生命表の更新における変動に関連している（注記31.2.7を参照）。

2017年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は530百万ユーロであり、主に実績による調整に起因している。

31.2.3 性質別の従業員給付引当金

2018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
2018年12月31日現在の雇用後給付引当金	27,798	(11,165)	16,633
内訳：			
年金	21,514	(10,416)	11,098
現物給付（電力／ガス）	4,233	-	4,233
退職慰労金	822	(734)	88
その他	1,229	(15)	1,214
2018年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,403	-	1,403
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,177	-	1,177
長期勤続報奨	197	-	197
その他	29	-	29
2018年12月31日現在の従業員給付引当金	29,201	(11,165)	18,036

2017年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2017年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,214	(11,621)	19,593
内訳：			
年金	24,266	(10,859)	13,407
現物給付（電力／ガス）	4,758	-	4,758
退職慰労金	873	(747)	126
その他	1,317	(15)	1,302
2017年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,487	-	1,487
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,250	-	1,250
長期勤続報奨	208	-	208
その他	29	-	29
2017年12月31日現在の従業員給付引当金	32,701	(11,621)	21,080

31.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
現職従業員	16,009	18,577
退職者	13,192	14,124
債務	29,201	32,701

31.2.5 制度資産

2018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11,165百万ユーロ（2017年12月31日現在11,621百万ユーロ）であり、退職慰労金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73%。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27%。国外の株式から成る。

制度資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
制度資産	11,165	11,621
特別年金給付向け資産	10,416	10,859
内訳（%）		
上場資本性金融商品（株式）	27%	31%
上場負債商品（債券）	73%	69%
退職慰労金向け資産	734	747
内訳（%）		
上場資本性金融商品（株式）	27%	32%
上場負債商品（債券）	73%	68%
その他の制度資産	15	15

2018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58%は北米会社の株式
- ・ 合計の約18%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2017年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2018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93%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約7%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約89%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2017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2018年度の運用成績は-0.4%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	1,446	1,430
1－5年	5,202	4,850
5－10年	5,175	4,316
10年超	39,379	18,605
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	51,202	29,201

2018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17.8年であった。

31.2.7 数理計算上の仮定

(%)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	2.30%	1.90%
インフレ率	1.50%	1.50%
昇給率(2)	2.60%	2.70%

(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) インフレおよび全勤務期間にわたる予測を含む平均昇給率。

フランスでは、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの期間に基づいて、優良社債の利回りを適用して決定されている。より長期の期間に係る計算については、2017年度以来、当該期間の社債が規模縮小したことから、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。

使用された経済および市場のパラメータの2018年12月31日現在の変動を受けて、当グループは、2018年12月31日現在の割引率を2.30%に設定している（2017年12月31日現在1.90%）。

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2018年12月31日現在のインフレ率は、平均1.50%である（2017年12月31日現在の適用率と同じ）。

債務の計算に使用される生命表は、IEG（ガスおよび電力部門）の特異性に関して調整されている。2018年度において当該生命表は、INSEE2007-2060世代生命表に代えてINSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）を使用することにより更新された。

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：％)	2018年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.3%/+4.7%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.4%/-4.1%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+3.8%/-3.5%

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
2017年12月31日現在残高	8,956	(9,684)	(728)
2018年度純費用	505	(248)	257
数理計算上の損益	(518)	463	(55)
雇用主による拠出	-	(271)	(271)
従業員による拠出	15	(15)	-
給付支払額	(644)	644	-
換算調整	(66)	72	6
2018年12月31日現在残高	8,248	(9,039)	(791)
このうち：			
従業員給付引当金			146
非流動金融資産			(937)

2018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2017年12月31日現在の910百万ユーロと比べて937百万ユーロ積立超過であった。

この積立超過は、制度資産の良好な運用に起因して増加しており、貸借対照表上、「非流動金融資産」として認識されている。

2018年10月26日に、Lloyds Banking Group Pensions Trustees LimitedおよびLloyds Bank plcとの間の訴訟において高等法院は、1990年5月から1997年4月までの間に確定した権利に関連する最低保証年金は男女平等でなければならない旨の判決を下した。この決定をEDF Energyの年金制度（BEGGおよびEEGSG）に適用した結果、2018年度に従業員給付引当金が15百万ユーロ増加し、対応する額がその他の収益および費用に計上された。

31.3.2 雇用後給付費用およびその他の長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
当期勤務費用	(258)	(267)
過去勤務費用	(15)	-
数理計算上の損益－その他の長期給付	-	-
営業費用として計上された純費用	(273)	(267)
利息費用（割引の影響）	(232)	(244)
制度資産の運用収益	248	249
金融損益に含まれた純利息費用	16	5
損益計算書に計上された従業員給付費用	(257)	(262)
数理計算上の損益－雇用後給付	518	(194)
制度資産に係る数理計算上の損益	(463)	558
数理計算上の損益	55	364
換算調整	(6)	(17)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	49	347

31.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
現職従業員	4,948	5,412
退職者	3,300	3,544
債務	8,248	8,956

31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2018年12月31日現在における現在価値が9,039百万ユーロ（2017年12月31日現在9,684百万ユーロ）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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
BEGG年金基金	6,963	7,597
EEGSG年金基金	1,267	1,283
EEPS年金基金	809	804
制度資産	9,039	9,684
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	9%	27%
上場負債商品（債券）	61%	50%
不動産	8%	7%
現金および現金同等物	3%	1%
その他	19%	15%

2018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40%は北米会社の株式
- ・ 合計の約37%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約23%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

2018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64%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約36%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約61%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2017年12月31日現在より2パーセント・ポイント低かった。

31.3.5 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期末の経済状況における 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	250
1－5年	1,030	975
5－10年	1,460	1,241
10年超	13,179	5,782
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	15,922	8,248

2019年度の基金拠出額は、約282百万ユーロ（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15百万ユーロ）と見積もられている。

2018年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は19.6年である。

31.3.6 数理計算上の仮定

(単位：％)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	2.86%	2.56%
インフレ率	2.99%	3.00%
昇給率	2.39%	2.40%

(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：％)	2018年12月31日現在
割引率の25ベース・ポイント増減の影響	-4.7%/+4.9%
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	+3.5%/-3.3%
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	+0.5%/-0.5%

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)	2017年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動	2018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	913	184	(38)	(1)	-	(124)	934
税金負債引当金	573	36	(126)	(43)	-	8	448
訴訟引当金	589	43	(34)	(40)	-	4	562
不利契約および完成時損失引当金(1)	273	923	(94)	(47)	-	153	1,208
環境計画関連引当金(2)	901	1,448	(1,200)	(3)	-	(9)	1,137
その他のリスクおよび負債引当金(3)	1,636	730	(459)	(183)	4	(5)	1,723
合計	4,885	3,364	(1,951)	(317)	4	27	6,012

(1) 不利契約引当金の増加は、主にDunkerque LNGとの長期契約に起因している（注記3.3を参照）。

(2) 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）。

(3) これらの引当金は事業に係る多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、約定保守義務等）を対象としている。これらの引当金に個別に重要性のあるものはない。

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
資産の現物評価額(1)	49,327	47,813
事業者による供与資金の未償却分	(25,669)	(24,172)
既存資産に対する権利—純額	23,658	23,641
委譲者による供与資金の償却	13,792	13,149
更新引当金	9,474	9,533
取替予定資産に対する権利	23,266	22,682
フランスの公共配電特別委譲負債	46,924	46,323

(1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金131百万ユーロ（2017年度144百万ユーロ）を含む。

注記34. 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	11,177	10,738
営業債務（EDF Trading）	2,244	3,256
営業債務	13,421	13,994

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在 再表示(1)
前受金および未成業務受入金	1,920	1,819
有形固定資産関連負債	3,757	3,711
税金負債	4,624	4,672
社会保障費	4,388	4,171
長期契約に係る繰延収益	3,413	3,606
その他の繰延収益	609	499
その他	2,198	2,436
その他の負債	20,908	20,914
非流動部分	4,896	4,864
流動部分	16,012	16,050

(1) 2017年12月31日現在の公表済数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1.3.2）。

35.1 前受金および未成業務受入金

前受金および未成業務受入金は、Framatomeの長期契約の顧客による支払額679百万ユーロから成る（2017年12月31日現在738百万ユーロ）。

35.2 税金負債

2018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から、月次定額分割払を行う顧客からの前受金について集金したCSPEを控除した659百万ユーロが含まれている（2017年12月31日現在711百万ユーロ）。

35.3 長期契約に係る繰延収益

2018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1,663百万ユーロ（2017年12月31日現在1,711百万ユーロ）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17億ユーロが含まれている。この前渡金は、契約期間（24年）にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

35.4 その他の項目

上表の「その他」には、2018年度中に受け取った投資補助金351百万ユーロ（2017年度348百万ユーロ）が含まれている。

35.5 契約負債

契約負債は、顧客が既に支払済みであるかまたは支払期日が到来している場合に、当該顧客に財およびサービスを供給する会社の義務を表す。

これらの負債は、実質的にすべての前受金および未成業務受入金1,858百万ユーロ（主にFramatome、英国およびフランス規制業務セグメントに関連）ならびに、実質的にすべての繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）3,990百万ユーロ（主にフランス発電と供給セグメントに関連）から構成されている。従ってその2018年12月31日現在の合計額は、5,848百万ユーロである（2017年12月31日現在5,876百万ユーロ）。

期限1年超の契約で報告日現在その義務が未履行または一部履行済みである契約は、約12,852百万ユーロの売上収益を生み出すべきものであるが、これらは未認識である。これらの売上収益のうち1,400百万ユーロは、Exeltium契約に基づいて2034年まで段階的に認識され、残額は共同運営発電所に関連する契約についてはその運営期間にわたり、また、その他の確定販売契約（エネルギー販売を除く）についてはその契約期間にわたり、認識される。

[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)	2018年12月31日現在			2017年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定する商品	17,659	5,279	22,938	-	-	-
リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定する商品	6	407	413	-	-	-
純損益を通じて公正価値で測定する商品	3,175	16,985	20,160	-	-	-
売却可能金融資産	-	-	-	19,312	21,612	40,924
負債証券または持分証券	20,840	22,671	43,511	19,312	21,612	40,924
売買目的デリバティブー純損益に正の公正価値	6,404	-	6,404	2,614	-	2,614
ヘッジ目的デリバティブー純損益に正の公正価値	1,646	2,737	4,383	837	2,743	3,580
貸付金および金融債権 ⁽¹⁾	2,253	11,696	13,949	2,190	12,432	14,622
流動および非流動金融資産	31,143	37,104	68,247	24,953	36,787	61,740

(1) 2018年12月31日現在(281)百万ユーロの減損を含む (2017年12月31日現在(189)百万ユーロ)。

36.2 負債証券および持分証券

負債証券および持分証券の詳細は以下の表の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017年 12月31日現在
	リサイクルを伴う		リサイクルを伴わ	合計	リサイクルを伴う
	OCIを通じて	ないOCIを通じて	純損益を通じて		OCIを通じて
	公正価値で	公正価値で	公正価値で		公正価値で
	測定するもの	測定するもの	測定するもの		測定するもの
	(IFRS第9号)				(IAS第39号)
負債証券および持分証券					
EDFの専用資産	5,292	-	16,528	21,820	20,848
流動性の高い資産	17,575	-	2,963	20,538	18,963
その他の有価証券 ⁽¹⁾	71	413	669	1,153	1,113
合計	22,938	413	20,160	43,511	40,924

(1) 非連結会社、おもにEDF Investに対する投資。

EDFの専用資産に関する詳細な情報は、注記45に記載されている。

期中の負債性および資本性金融商品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。

	2018年度（IFRS第9号）			2017年度（IAS第39号）	
	リサイクルを 伴わないOCIを 通じて測定 するものに 計上された 公正価値の 変動総額(1)	リサイクルを 伴うOCIを 通じて測定 するものに計上 された公正価値 の変動総額(1)	純損益に リサイクルされ 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)	純損益に リサイクルされ た公正価値の 変動総額(2)
（単位：百万ユーロ）					
EDFの専用資産	-	(72)	(12)	807	673
流動性の高い資産	-	(43)	12	22	34
その他の資産	(37)	-	-	(5)	10
負債性および資本性 金融商品(3)	(37)	(115)	-	824	717

(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。

2018年度におけるリサイクルを伴うOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額は、主にEDFに関係している（専用資産分(60)百万ユーロを含む、(115)百万ユーロ）。

2017年度における公正価値の変動総額は、主にEDFに関係していた（専用資産分134百万ユーロを含む、107百万ユーロ）。

2018年度に計上された重要な減損はなかった。

36.2.1 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「負債証券および持分証券」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45に記載されている。

36.2.2 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2018年12月31日現在2,863百万ユーロ（2017年12月31日現在2,646百万ユーロ）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以下から構成されている。

（単位：百万ユーロ）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
貸付金および金融債権—NLF向け債権	9,220	8,650
貸付金および金融債権—CSPE(1)	2,060	3,294
貸付金および金融債権—その他	2,669	2,678
貸付金および金融債権	13,949	14,622

(1) 2018年12月31日現在の専用資産に配分された2,060百万ユーロ（2017年12月31日現在3,294百万ユーロ）を含む。

2018年12月31日現在、貸付金および金融債権には、主に以下が含まれている。

- 2018年12月31日現在総額9,220百万ユーロ（2017年12月31日現在8,650百万ユーロ）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）。
- 2017年12月31日現在の公共電力サービス拠出金（CSPE）累積不足額残高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2018年度中に受け取った元利金の払戻額は、1,281百万ユーロであった。
このCSPE債権は全額が専用資産に配分されている。

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 2018年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2017年 12月31日 現在 再表示	方法の変 更	純変 動	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調 整	その他	2018年 12月31日 現在
売却可能金融資産	40,924	(40,924)	-	-	-	-	-	-	-
リサイクルを伴うOCIを 通じて公正価値で測定 する商品	-	20,828	2,060	(102)	-	-	112	40	22,938
リサイクルを伴わない OCIを通じて公正価値で 測定する商品	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
純損益を通じて公正価 値で測定する商品	-	19,652	1,489	(847)	-	(6)	-	(128)	20,160
貸付金および金融債権	14,622	-	(1,362)	-	460	(34)	(96)	359	13,949

貸付金および金融債権の純減少は、CSPE債権の変動(1,234)百万ユーロを含む。

貸付金および金融債権のその他の変動は、長期原子力債務を補填するためのNLFおよび英国政府からの払戻額に対応する債権の変動404百万ユーロ、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（2018年12月31日現在937百万ユーロ、2017年12月31日現在916百万ユーロ）から構成されている。

36.4.2 2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2016年 12月31日 現在	純変動	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2017年 12月31日 現在
売却可能金融資産	40,290	344	588	-	144	(137)	(305)	40,924
貸付金および金融債権	14,956	(979)	-	442	174	(377)	406	14,622

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)

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
現金	2,855	3,328
現金同等物(1)	435	364
金融当座勘定	-	-
現金および現金同等物	3,290	3,692

(1) 2018年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は435百万ユーロである(2017年12月31日現在364百万ユーロ)。

現金の制約

2018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235百万ユーロを含む(2017年12月31日現在298百万ユーロ)(注記1.3.26を参照)。

注記38. 流動および非流動金融負債

38.1 流動および非流動金融負債の内訳

流動および非流動金融負債の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在			2017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	50,901	8,287	59,188	49,734	7,112	56,846
売買目的デリバティブの負の公正価値	-	7,160	7,160	-	2,787	2,787
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,228	1,720	2,948	1,631	1,243	2,874
金融負債	52,129	17,167	69,296	51,365	11,142	62,507

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
2017年12月31日現在残高	47,325	3,094	4,725	368	1,334	56,846
増加	4,259	1,269	183	-	179	5,890
減少	(1,621)	(265)	(989)	(55)	(154)	(3,084)
換算調整	(47)	(28)	48	-	1	(26)
連結範囲の変更	(49)	(976)	(41)	7	(11)	(1,070)
公正価値の変動	534	-	161	2	-	697
その他の変動	-	4	(61)	2	(10)	(65)
2018年12月31日現在残高	50,401	3,098	4,026	324	1,339	59,188

上表中の借入金およびその他の金融負債(未払利息を除く)の増加/減少には、ヘッジ手段の決済時の金銭上の差額86百万ユーロは含まない(当該差額はキャッシュ・フロー計算書に含まれている)。

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	48,650	44,367
EDF Energy(2)	3,345	6,118
EDF Renewables	5,741	5,276
Edison(3)	549	241
その他	903	844
借入金およびその他の金融負債	59,188	56,846

(1) *Enedis*、*EDF PEI*、*EDF International*、*EDF Holding SAS*、*C3*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。

2018年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2018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	01/2009	01/2019	2,000	米ドル	6.50%
社債	EDF	01/2014	01/2019	1,250	米ドル	2.15%
社債	EDF	01/2010	01/2020	1,400	米ドル	4.60%
ユーロMTN	EDF	05/2008	05/2020	1,200	ユーロ	5.38%
社債	EDF	10/2015	10/2020	1,500	米ドル	2.35%
ユーロMTN	EDF	01/2009	01/2021	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN (グリーン債)	EDF	11/2013	04/2021	1,400	ユーロ	2.25%
ユーロMTN	EDF	01/2012	01/2022	2,000	ユーロ	3.88%
ユーロMTN	EDF	09/2012	03/2023	2,000	ユーロ	2.75%
ユーロMTN	EDF	09/2009	09/2024	2,500	ユーロ	4.63%
社債 (グリーン債)	EDF	10/2015	10/2025	1,250	米ドル	3.63%
ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2025	750	ユーロ	4.00%
ユーロMTN (グリーン債)	EDF	10/2016	10/2026	1,750	ユーロ	1.00%
社債	EDF	01/2017	01/2027	107,900	日本円	1.09%
ユーロMTN	EDF	03/2012	03/2027	1,000	ユーロ	4.13%
社債	EDF	09/2018	09/2028	1,800	米ドル	4.50%
ユーロMTN	EDF	04/2010	04/2030	1,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	10/2018	10/2030	1,000	ユーロ	2.00%
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	09/2018	09/2038	650	米ドル	4.88%
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%
社債	EDF	09/2018	09/2048	1,300	米ドル	5.00%
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。

2018年9月19日および25日にEDFは、複数トランシェの米ドル建て優先債により37.5億米ドルを、また優先債により10億ユーロを、それぞれ調達した（注記3.4を参照）。

2018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

2018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	3,316	464	3,382	45	1,080	8,287
1年から5年	11,908	650	81	111	39	12,789
5年超	35,177	1,984	563	168	220	38,112
2018年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	50,401	3,098	4,026	324	1,339	59,188

2017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	1,557	549	3,881	52	1,073	7,112
1年から5年	13,021	653	50	147	71	13,942
5年超	32,747	1,892	794	169	190	35,792
2017年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	47,325	3,094	4,725	368	1,334	56,846

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)	2018年12月31日現在			2017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	26,783	21,438	48,221	27,609	18,454	46,063
米ドル	20,546	(17,564)	2,982	17,224	(14,752)	2,472
英ポンド	9,250	(2,414)	6,836	9,495	(2,331)	7,164
その他	2,609	(1,460)	1,149	2,518	(1,371)	1,147
借入金およびその他の 金融負債	59,188	-	59,188	56,846	-	56,846

(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)	2018年12月31日現在			2017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	55,810	(21,949)	33,861	52,900	(21,469)	31,431
変動金利	3,378	21,949	25,327	3,946	21,469	25,415
借入金およびその他の 金融負債	59,188	-	59,188	56,846	-	56,846

借入金およびその他の金融負債の金利別の内訳には、IFRS第9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

2018年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額11,393百万ユーロ（2017年12月31日現在11,943百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。これらの金額は、2018年12月14日付で改訂および更新されたシンジケート・リボルビング与信枠40億ユーロを含む（注記3.7を参照）。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在			2017年12月31日現在
	合計	期限		
		1年未満	1年－5年	5年超
確認与信枠	11,393	3,166	8,142	85
				11,943

38.2.6 早期償還条項

グループ外からのEDF Renewablesへのプロジェクト・ファイナンス貸付は、一般に、早期償還条項を含んでいる。この条項は、主に借手が最低の借入償還余裕率（DSCR）を維持できない場合に適用される。通常、早期償還条項は、この比率が1を下回った時に有効となる。

その他のグループ企業においては、融資その他のコミットメント契約の一部の条項はグループの格付けに言及しているが、制限条項としては分類されていない。

合計725百万ユーロの2本の借入には、借手の格付けが一定水準を下回った場合に、借手と貸手が借入の条件を見直し、可能な限り再交渉しなければならない旨、ならびに借手が自発的に早期償還を行うことができる旨を規定した見直し条項が含まれている。

2018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	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	38.2.1	59,188	56,846
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	41	(1,972)	(1,176)
現金および現金同等物	37	(3,290)	(3,692)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	36.2.2	(20,538)	(18,963)
売却目的保有資産の純負債額		-	-
純負債額		33,388	33,015

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 2018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
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産(1)	6,404	6,404	569	5,497	338
負債証券および持分証券	43,511	43,511	2,442	40,470	599
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	4,383	4,383	68	4,315	-
公正価値で計上される現金同等物	435	435	181	254	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	54,733	54,733	3,260	50,536	937
貸付金および金融債権—NLF向け債権	9,220	9,220	-	9,220	-
貸付金および金融債権—CSPE	2,060	2,080	-	2,080	-
その他の貸付金および金融債権	2,669	2,669	-	2,669	-
償却原価で計上される金融資産	13,949	13,969	-	13,969	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	2,948	2,948	96	2,852	-
売買目的デリバティブの負の公正価値	7,160	7,160	554	6,274	332
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	10,108	10,108	650	9,126	332
借入金およびその他の金融負債(2)	59,188	63,772	-	63,772	-
償却原価で計上される金融負債	59,188	63,772	-	63,772	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値6,404百万ユーロを含む。

(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の負債証券および持分証券は、主に非連結投資である。

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 2017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)	2,614	2,614	233	2,252	129
売却可能金融資産	40,924	40,924	2,499	37,792	633
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	3,580	3,580	21	3,559	-
公正価値で計上される現金同等物	364	364	198	166	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	47,482	47,482	2,951	43,769	762
貸付金および金融債権—NLF向け債権	8,650	8,650	-	8,650	-
貸付金および金融債権—CSPE	3,294	3,349	-	3,349	-
その他の貸付金および金融債権	2,678	2,678	-	2,678	-
償却原価で計上されている金融資産	14,622	14,677	-	14,677	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	2,874	2,874	75	2,799	-
売買目的デリバティブの負の公正価値	2,787	2,787	200	2,467	120
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	5,661	5,661	275	5,266	120
借入金およびその他の金融負債(2)	56,846	63,334	-	63,334	-
償却原価で計上されている金融負債	56,846	63,334	-	63,334	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値2,614百万ユーロを含む。

(2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

39.2 金融資産および負債の相殺

39.2.1 2018年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	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号による相殺後残高		金融商品	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)	
				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		金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	10,787	218	16,481	(5,912)	10,569	(1,711)	(960)	7,898
デリバティブの公正価値 －負債	(10,108)	(848)	(15,172)	5,912	(9,260)	1,711	959	(6,590)

39.2.2 2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	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号による相殺後残高		金融商品	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)	
				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		金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	6,194	234	11,067	(5,107)	5,960	(1,652)	(1,073)	3,235
デリバティブの公正価値 －負債	(5,661)	(844)	(9,924)	5,107	(4,817)	1,652	768	(2,397)

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

最終顧客市場の開拓、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46。

- ・ 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46および29.1.5。
- － 従業員給付債務：連結財務諸表に対する注記31.2.5および31.3.4。
- － 長期現金管理。
- － 直接投資。

- ・ 金利リスク

- － 原子力引当金の割引率：計算方法および感応度：連結財務諸表に対する注記29.1.5.2。
- － 従業員給付に使用される割引率：連結財務諸表に対する注記31.2.7および31.3.6。
- － 借入金の通貨および金利別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。

- ・ 金融リスクおよび市場リスクの貸借対照表上の取り扱い

- － デリバティブおよびヘッジ会計：連結財務諸表に対する注記41および自己資本変動計算書。
- － ヘッジとして分類されていないデリバティブ：連結財務諸表に対する注記42。

注記41. デリバティブおよびヘッジ会計

ヘッジ会計はIFRS第9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	2018年12月31日現在	2017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	4,383	3,580
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,948)	(2,874)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		1,435	706
金利ヘッジ・デリバティブ	41.4.1	1,550	1,689
為替ヘッジ・デリバティブ	41.4.2	582	(606)
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	41.4.3	(645)	(411)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	41.5	(52)	34

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	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
負債をヘッジするデリバティブの公正価値	38.3	1,972	1,176
在外純投資をヘッジするデリバティブの公正価値		106	90
その他のヘッジ・デリバティブ（コモディティ）の公正価値		(643)	(560)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		1,435	706

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。

2018年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(3)百万ユーロの損失（2017年度37百万ユーロの利益）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。

2018年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は、5百万ユーロの利益（2017年度ゼロ）であり、金融損益に計上された。

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。

	2018年度			2017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	(73)	-	1	31	-	-
為替ヘッジ	890	443	(5)	(1,588)	(1,331)	(3)
在外純投資ヘッジ	(85)	-	-	518	(120)	-
コモディティ・ヘッジ	(1,043)	(788)	(9)	(613)	(1,714)	5
ヘッジ・デリバティブ(3)	(311)	(345)	(13)	(1,652)	(3,165)	2

(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)	2018年12月31日現在想定元本				2017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	2018年 12月31日現在	2017年 12月31日現在
固定金利支払／変動金利受取	118	815	235	1,168	1,148	(75)	(75)
変動金利支払／固定金利受取	-	5,634	17,509	23,143	22,740	1,619	1,928
変動金利／変動金利	-	1,415	1,616	3,031	1,252	56	(9)
固定金利／固定金利	4,901	1,654	7,498	14,053	10,062	(50)	(155)
金利スワップ	5,019	9,518	26,858	41,395	35,202	1,550	1,689
金利ヘッジ・デリバティブ	5,019	9,518	26,858	41,395	35,202	1,550	1,689

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。

2018年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在受取想定元本				2018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	2018年 12月31日現在
為替予約取引	1,550	393	-	1,943	1,540	387	-	1,927	17
スワップ	17,085	9,543	16,884	43,512	16,791	9,163	16,785	42,739	565
為替ヘッジ・デリバティブ	18,635	9,936	16,884	45,455	18,331	9,550	16,785	44,666	582

2017年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2017年12月31日現在受取想定元本				2017年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	2017年 12月31日現在
為替予約取引	2,478	518	-	2,996	2,475	514	-	2,989	-
スワップ	12,469	10,614	12,724	35,807	12,592	10,384	13,155	36,131	(606)
為替ヘッジ・デリバティブ	14,947	11,132	12,724	38,803	15,067	10,898	13,155	39,120	(606)

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(629)	(916)
ガス・ヘッジ契約	(231)	69
石炭ヘッジ契約	(107)	36
石油製品ヘッジ契約	(446)	149
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	370	49
税引前公正価値変動額	(1,043)	(613)

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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(388)	(1,744)
ガス・ヘッジ契約	(280)	50
石炭ヘッジ契約	(109)	31
石油製品ヘッジ契約	(194)	(66)
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	183	15
税引前公正価値変動額	(788)	(1,714)

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	2018年12月31日現在				2017年12月31日現在	
		想定元本純額				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		(4)	-	-	(4)	50	58
先渡／先物		(4)	(47)	-	(51)	(859)	(688)
電力	TWh	(8)	(47)	-	(55)	(809)	(630)
スワップ		(205)	15	-	(190)	9	(16)
先渡／先物		1,049	455	-	1,504	25	65
ガス	百万サーム	844	470	-	1,314	34	49
スワップ		4,180	6,222	-	10,402	(53)	109
オプション		180	-	-	180	-	2
石油製品	千バレル	4,360	6,222	-	10,582	(53)	111
スワップ		-	-	-	-	-	40
石炭	百万トン	-	-	-	-	-	40
スワップ		-	-	-	-	-	-
先渡／先物		4,500	8,988	-	13,488	183	19
二酸化炭素	千トン	4,500	8,988	-	13,488	183	19
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						(645)	(411)

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	2018年12月31日現在		2017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	(3)	2	4	3
石油製品	千バレル	5,136	(23)	-	-
ガス	百万サーム	(93)	(31)	(583)	31
コモディティ関連公正価値ヘッジ			(52)		34

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	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	36.1	6,404	2,614
売買目的デリバティブの負の公正価値	38.1	(7,160)	(2,787)
売買目的デリバティブの公正価値		(756)	(173)
売買目的金利デリバティブ	42.1	(60)	(33)
売買目的通貨デリバティブ	42.2	(96)	73
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	42.3	(641)	(213)
その他の契約		41	-

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)	2018年12月31日現在想定元本				2017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	2018年 12月31日現在	2017年 12月31日現在
オプション購入	-	-	516	516	519	7	15
金利取引	-	-	516	516	519	7	15
固定金利支払／変動金利受取	1,517	1,247	1,121	3,885	2,978	(64)	(42)
変動金利支払／固定金利受取	-	122	-	122	416	(4)	(8)
変動金利／変動金利	-	5	-	5	351	-	1
固定金利／固定金利	28	42	70	140	338	1	1
金利スワップ	1,545	1,416	1,191	4,152	4,083	(67)	(48)
売買目的金利デリバティブ	1,545	1,416	1,707	4,668	4,602	(60)	(33)

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。

2018年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在受取想定元本				2018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	2018年 12月31日現在
先渡取引	3,223	2,017	4	5,244	3,215	1,989	5	5,209	2
スワップ	11,885	6,570	70	18,525	11,981	6,689	69	18,739	(98)
売買目的通貨デリバティブ	15,108	8,587	74	23,769	15,196	8,678	74	23,948	(96)

2017年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2017年12月31日現在受取想定元本				2017年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	2017年 12月31日現在
先渡取引	2,438	1,079	8	3,525	2,443	1,089	9	3,541	(23)
スワップ	11,986	4,823	74	16,883	11,960	4,764	73	16,797	96
売買目的通貨デリバティブ	14,424	5,902	82	20,408	14,403	5,853	82	20,338	73

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	2018年12月31日現在		2017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		3	502	(5)	479
オプション		4	(22)	4	106
先渡／先物		(50)	(123)	(54)	(403)
電力	TWh	(43)	357	(55)	182
スワップ		(510)	(515)	894	(132)
オプション		32	185	(68)	171
先渡／先物		16,323	80	19,784	57
ガス	百万サーム	15,845	(250)	20,610	96
スワップ		27,715	(82)	3,400	94
オプション		500	1	1,920	3
先渡／先物		(360)	(3)	108	(3)
石油製品	千バレル	27,855	(84)	5,428	94
スワップ		(2,521)	6	(1)	(151)
オプション		-	(14)	3	(1)
先渡／先物		-	-	4	9
運賃		3,232	(2)	(4)	17
石炭および運賃	百万トン	711	(10)	2	(126)
スワップ		-	-	43	-
オプション		(5,000)	(150)	-	-
先渡／先物		(56,433)	(446)	35,583	(57)
二酸化炭素	千トン	(61,433)	(596)	35,626	(57)
スワップ／オプション			29		(56)
先渡／先物			(87)		(346)
その他のコモディティ			(58)		(402)
組込コモディティ・デリバティブ			-		-
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ			(641)		(213)

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。

売却目的保有資産および関連する負債

注記43. 売却目的保有資産および関連する負債

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
売却目的保有資産	-	-
売却目的保有資産に関連する負債	-	-

キャッシュ・フローその他の情報

注記44. キャッシュ・フロー

44.1 運転資本の変動

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度再表示(1)
棚卸資産の変動	(18)	543
公共電力サービス拠出金（CSPE）債権の変動	357	499
営業債権の変動	1,259	376
営業債務の変動	(707)	550
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	(429)	(492)
運転資本の変動	462	1,476

(1) 2017年12月31日現在の公表済数値は、IFRS第15号に準拠して再表示されている（注記2.1.3.2）。

44.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
無形資産の取得	(1,828)	(1,165)
有形資産の取得	(13,990)	(14,329)
固定資産未払金の変動	(368)	747
無形および有形資産への投資	(16,186)	(14,747)

注記45. EDFの専用資産

45.1 規制

フランスの環境法典第L-594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、上記に定義された長期原子力費用の現在価値に相当する引当金の価額を上回することを要求している。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付政令もまた保険法を参照して適格資産のリストを改訂し、非上場有価証券も一定の条件を充足すれば適格とした。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの措置を含む。

- ・ 専用資産の実現可能価額が関連する引当金の額の110%未満である場合には、専用資産への年次配分は、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

一定の条件を満たす場合、2016年12月19日付政令は、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を2017年12月31日現在で専用資産ポートフォリオに配分することを認めた（注記45.2.2を参照）。

EDFはまた、2018年5月31日に、専用資産における非上場資産部分を条件次第で10%から15%に増加させることにつき政府の許可を受けた（これはCTE株式ないし不動産には適用されない）。

45.2 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には以下のターゲット資産、すなわち、インフラ、不動産、および債券または株式ファンドがある。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示すフランス政府が認めた債権全額を専用資産に配分した。

この金融債権は、2015年12月31日現在の財務諸表において、専用資産に未配分の見積額644百万ユーロの追加により、増加した。この金額は、2013年度のはじめから2015年度末の間に生じた補償不足額に相当するものであり、2016年1月26日の政府書簡によって、国に認められている。この政府書簡に従って、金融債権合計の利息は1.72%であり、2020年度後半に終了する改訂スケジュールに基づいて返済される。このスケジュールは、2015年度に係る不足額のCREによる確認に基づいて、2016年12月2日付省令に定められている。

EDFは2016年12月22日にこの金融債権の26.4%（2013年度と2015年度の間の補償不足額に相当する追加の債権を含む）を投資家団に譲渡した。

そのため全体として専用資産に配分される債権の非譲渡部分の実現可能価額は同日現在の譲渡価格によって計算される。

専用資産に配分されたCSPE債権の部分の譲渡による受取額（894百万ユーロ）は、受取払戻額と同様に、専用資産に再投資されている（注記3.11.3を参照）。

2018年5月31日付政府書簡により専用資産における非上場資産部分を条件次第で増加させることがEDFに許可されたことを受けて、取締役会は2018年6月29日より、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分を開始した。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の30%）。CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成されている。
- ・ 成長資産（目標：専用資産の40%）。上場ないし非上場株式に投資する株式ファンドから構成されている。
- ・ 固定収益資産（目標：専用資産の30%）。上場債券ないし上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成されている。

これらの目標は、主に固定収益資産を利回り資産および成長資産に再投資することにより徐々に達成される。

45.2.1 成長資産および固定収益資産

一部の成長および固定収益資産は、EDFが直接保有する債券の形を取っている。その他は、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のために設定された「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）。

上場株式ファンドは、国際的な株式（主に北米であるが、欧州、アジア・太平洋および新興諸国も含まれる）から構成されている。上場債券および上場債券ファンドは、ソブリン債および社債から構成されている。

これら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、当グループは成長資産と固定収益資産との間の適切な配分を備えた長期的な投資方針を決定している）を考慮している。

新たな戦略的配分に基づいて、成長資産はごく一部に非上場株式への投資ファンドも含み、固定収益資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドはEDF Investにより管理されている（注記45.2.2を参照）。

2018年1月1日付のIFRS第9号適用以降、これらの資産はすべて、負債証券および持分証券に含まれている。

当年度末現在で専用資産は、貸借対照表上に負債証券および持分証券として清算価値で計上されている。

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）を適用している。

45.2.2 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、インフラおよび不動産への投資に関連する資産から構成されている。

投資ファンドを通じて、EDF Investはまた、成長資産および固定収益資産も管理している（注記45.2.1を参照）。

2018年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産5,356百万ユーロを含む合計5,680百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、具体的には以下から構成されている。

- ・ 2007年2月23日付政令を改訂する2016年12月19日付政令2016-1781に準拠した、RTEを所有する共同支配企業であるCTEの当グループ持分50.1%。2018年12月31日現在、当該株式の金額は2,738百万ユーロである（2017年12月31日現在2,705百万ユーロ）（注記3.11.3を参照）。
- ・ 連結貸借対照表の負債証券および持分証券に表示された、Terega、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Parkおよび英国の風力発電所所有会社（(Bicker Fen、Glass Moor II、Green Rigg、Rusholme) に対する当グループの投資。
- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示されたMadrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Central Sicaf、Fallago Rig、Fenland、Ecowest SCI AおよびB、ならびにNam Theun Power Companyに対する当グループの投資。

45.3 EDFの専用資産ポートフォリオの評価

EDFの専用資産は以下の価額で当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)	連結貸借対照表表示	2018年12月31日現在		2017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
利回り資産 (EDF Invest)		3,919	5,356	3,652	5,210
CTE	関連会社に対する投資 (1)	1,406	2,738	1,241	2,705
その他の関連会社	関連会社に対する投資 (2)	1,167	1,234	893	944
その他の非上場資産	負債証券および持分証券 ならびに その他の純資産(3)	1,346	1,384	1,518	1,561
成長資産		10,108	10,108	10,099	10,099
株式(4)	負債証券	9,844	9,844	9,942	9,942
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	219	219	127	127
デリバティブ	デリバティブの公正価値	45	45	30	30
固定収益資産		12,205	12,225	12,751	12,806
債券	負債証券	10,010	10,010	9,282	9,282
非上場債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	105	105	71	71
現金ポートフォリオ(5)	負債証券	30	30	104	104
CSPE債権(6)	貸付金および金融債権	2,060	2,080	3,294	3,349
専用資産合計		26,232	27,689	26,502	28,115

(1) RTE株式100%所有会社であるCTEの50.1%に関する当グループの投資。CTE株式は、その持分の価額が連結財務諸表に計上されている（上表の帳簿価額）。上表の2018年12月31日現在のCTEの実現可能価額は、EDF Investの他の資産と同様の方法により、独立の査定人により決定されている。2017年12月31日現在のCTEの実現可能価額は、2017年3月31日の売却取引価格に基づいていた。

(2) 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。

(3) 負債証券および持分証券1,221百万ユーロならびにその他の被支配会社の自己資本持分価額を含む。

(4) 2018年12月後半に取得し、その支払が2019年1月上旬であった有価証券391百万ユーロを含む。

(5) 2018年12月後半に取得し、その支払が2019年1月上旬であった有価証券に係る負債391百万ユーロを控除後。

(6) 2015年12月31日現在の累積補償不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分および返済スケジュールに従って同日以降に受け取った払戻額を控除した金額からなる債権。CSPE債権の公正価値は市場金利に基づき見積られている。

組成された企業－投資ファンド

表中の「負債証券および持分証券」に含まれる当グループの保有する投資ファンド（注記1.3.2.9を参照）は、フランスに所在し、EDFが所有している。当グループはこれらのファンドに対して財務支援を行っていない。

これらの投資ファンドの2018年12月31日現在の資産価額は4,898百万ユーロである（2017年12月31日現在3,294百万ユーロ）。ファンドは主に11本の上場ファンド総額4,340百万ユーロ（2017年12月31日現在12本の上場ファンド総額2,906百万ユーロ）からなる。

45.4 長期原子力債務の填補率

2018年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の98.3%が専用資産によって填補されていた。2018年12月31日現在、一定の投資の実現可能価額に係る規制上の制限（政令2007-243）による影響はない。

2017年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の108.5%が専用資産によって填補されていた。2017年12月31日現在、一定の投資の実現可能価額に係る規制上の制限（政令2007-243）による影響はなかった。

2018年12月31日現在の原子力引当金の填補率は、専用資産により填補すべき引当金の範囲を拡大した2018年12月28日付政府決定に準拠している。当該政府決定を受けて、引当金のうち、従前は規則が定める営業サイクルに属するものと判断されていた298百万ユーロが長期引当金に振り替えられ、填補率に-1.05%の影響を与えた。

2018年度の専用資産からの総引出額は、填補すべき長期原子力債務に関連する当該年度の支払額と同額の403百万ユーロ（2017年度378百万ユーロ）であった。

10年の対象期間にわたり、以下の範囲までの支払いが行われる（年度末の経済状況において、すなわち2018年のユーロで）。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の14%
- ・ 廃炉引当金の11%

50年の対象期間にわたり、以下の範囲までの支払いが行われる（年度末の経済状況において、すなわち2018年のユーロで）。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の35%
- ・ 廃炉引当金の93%

原子力発電に関する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）	2018年12月31日現在	2017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に関係しない部分	1,067	983
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	8,814
廃棄物除去および調整引当金	751	726
原子力発電所廃炉引当金	15,985	14,920
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	518	467
長期原子力債務の現在原価	28,167	25,910

長期原子力引当金の算定に使用された仮定、特に割引率の変動（規則改訂以外）に起因して、2018年度に係る規制上の専用資産への配分は1,337百万ユーロである。行政当局はEDFに対し、この配分を以下の通り分散させ、2019-2020年に540百万ユーロ、2021年に257百万ユーロとすることを認めた。2018年度分として2019年度に行われる配分を含めると、他のすべての事項を一定として、2018年12月31日現在の填補率は100.2%となる。

45.5 2018年度の専用資産の変動

2018年5月31日付政府書簡により専用資産における非上場資産部分を条件次第で増加させることがEDFに許可されたことを受けて、取締役会は2018年6月29日より、専用資産に関する新たな戦略的配分を開始した（注記45.2を参照）。

2017年度に係る規制上の専用資産への配分は386百万ユーロであり、2018年度中に行われた。

EDF Investは2018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。新たな投資の中で、2018年11月にEDF Investは、英国会社6社（Bicker Fen、Fallago Rig、Fenland、Glass Moor II、Green Rigg、Rusholme）の少数持分のEDF Renewablesからの取得を完了した。

2018年12月にEDF Investは、ラオスの水力発電ダムNam Theun Power Company（NTPC）に対するEDF Internationalの少数持分を取得し、その一部が同日付で専用資産に配分された。残りは2019年度に配分される。

これらの新規投資は、CTE（RTE所有会社）、Terega（旧TIGF）、Porterbrook、Madrileña Red de Gas、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Autostrade per l'ItaliaおよびQ-Parkを含む投資とともに、EDF Investの利回り資産の一部であるインフラ資産に配分されている。

専用資産ポートフォリオ（投資ファンドおよび株式）の公正価値における989百万ユーロの負の変動は、IFRS第9号を適用して、2018年度の金融損益に認識された（注記15.3を参照）。

専用資産ポートフォリオ（債券）の公正価値における60百万ユーロの負の変動は、IFRS第9号を適用して、2018年度のOCIに認識された（注記36.2を参照）。

45.6 FRAMATOMEおよびSOCODEIの専用資産

フランスの基本的原子力施設（INB）に関連するFramatomeおよびSOCODEIの専用資産は、その実現可能価額がそれぞれ72百万ユーロおよび47百万ユーロであり、規制上の填補率は、Framatomeが92.8%、SOCODEIが103.5%であった（EDFグループのフランスにおける原子力引当金向け割引率およびインフレ率を使用して計算された—注記30を参照）。

専用資産の規則が関係するフランスにおけるこの両社の長期原子力債務は、Framatomeが78百万ユーロ、SOCODEIが46百万ユーロの金額をもって、EDFグループの連結財務諸表に含まれている（注記30を参照）。

注記46. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2018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。

46.1 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	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	46.1.1	45,370	44,705
投資コミットメント（付与）	46.1.2	17,572	17,222
資金供与コミットメント（付与）	46.1.3	5,494	5,123
コミットメント（付与）合計		68,436	67,050

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。

46.1.1 業務コミットメント（付与）

2018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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
燃料およびエネルギー購入コミットメント(1)	26,878	26,728
業務契約履行コミットメント（付与）	14,117	13,739
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	4,375	4,238
業務コミットメント（付与）合計	45,370	44,705

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

46.1.1.1 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。

2018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。

2018年12月31日現在	2017年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	期限					合計
	合計	1年未満	1－5年	5－10年	10年超	
電力購入および関連サービス(1)	10,368	2,077	3,571	2,319	2,401	9,767
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	377	94	194	89	-	391
核燃料購入	16,133	1,469	6,232	5,148	3,284	16,570
燃料およびエネルギー購入コミットメント	26,878	3,640	9,997	7,556	5,685	26,728

(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、2018年12月31日現在604百万ユーロ（2017年12月31日現在606百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記46.1.1.1.4を参照）。

46.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主にEDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、これらのコミットメントの多くはガスおよび石炭を使用して発電された電力を購入するコミットメントを行っている島部エネルギー・システム(SEI)向けである。

上記の義務に加え、また、2000年2月10日付法律第10条に基づいて、フランス本土でEDFは、発電会社の要請により、また、一定の技術的特徴への準拠を条件として、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所および小型水力発電所、太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務を負っている。この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2018年度の合計は53TWh（2017年度は47TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2017年度は6TWh）、風力発電に係るもの26TWh（2017年度は23TWh）、太陽光発電に係るもの9TWh（2017年度は9TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2017年度は3TWh）が含まれている。

46.1.1.1.2 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。

46.1.1.1.3 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。

46.1.1.1.4 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。2018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)	2018年12月31日現在				2017年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
Edison	140	13	40	87	154
EDF	22	1	5	16	24

ガス購入契約

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、2019年度末に終了するアルジェリアおよびロシアとの契約を除き、3年から18年の多様な期間となっている。

ガス関連サービス契約

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。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFは、每期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年までそのターミナルの再ガス化能力の約61%の便益を受ける。この契約については、不利契約引当金が計上されている（注記3.3を参照）。

46.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2018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)	2018年12月31日現在				2017年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
業務保証（付与）	7,047	3,185	2,124	1,738	7,074
業務購入コミットメント(1)	6,898	3,960	2,352	586	6,460
その他の業務コミットメント	172	64	95	13	205
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	14,117	7,209	4,571	2,337	13,739

(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、2018年12月31日現在982百万ユーロ（2017年12月31日現在835百万ユーロ）を含む。

事業の過程で、当グループは、通常、銀行を仲介として、契約履行保証を行っている。

業務保証は、2018年12月31日現在、主に、EDF、EdisonおよびEDF Renewablesによりその開発プロジェクトに関連して付与された保証から成っている。

46.1.1.2.1 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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
EDF	2,038	2,270
EDF Renewables	1,677	1,363
Edison	1,262	1,215
EDF Energy	795	732
Framatome	517	714
その他の企業	758	780
合計	7,047	7,074

46.1.1.2.2 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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
EDF	2,533	2,480
Framatome	2,024	1,878
EDF Energy	524	627
Enedis	764	601
その他の企業	1,053	874
合計	6,898	6,460

46.1.1.3 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

2018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）	2018年12月31日現在				2017年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	4,375	728	2,019	1,628	4,238

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 RenewablesおよびEnedisに関連している。

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予定である（注記1.2.4.1を参照）。

46.1.2 投資コミットメント（付与）

2018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)	2018年12月31日現在				2017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	16,545	8,138	7,674	733	15,827
金融資産購入関連コミットメント	746	219	429	98	1,013
投資に関連するその他のコミットメント	281	238	43	-	382
投資コミットメント（付与）合計(1)	17,572	8,595	8,146	831	17,222

(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、2018年12月31日現在399百万ユーロ（2017年12月31日現在428百万ユーロ）を含む。

46.1.2.1 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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
EDF	4,715	4,689
EDF Energy	6,082	6,428
Enedis	3,092	2,383
EDF Renewables	1,622	1,242
Framatome	587	562
その他の企業	447	523
合計	16,545	15,827

有形および無形固定資産購入に関して付与されたコミットメントの増加は、主にEnedisによるリンキー・メーター展開契約およびEDF Renewablesによる米国の新規プロジェクト開発に起因している。EDF Energyによるコミットメントの減少は、HPCプロジェクトの進展により説明される。

46.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

2017年度の金融資産購入関連コミットメントには、Gas Natural Vendita Italia（現Edison Energie）の取得に関する193百万ユーロが含まれていた。当該取引は2018年2月22日に完了した（注記5.3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に関係している。

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、2018年12月19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2026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2024年2月から2025年5月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第32号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3のコール・オプションはデリバティブとして扱われ、その正味価額が、売買目的デリバティブの正または負の公正価値に含まれている。2018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。

46.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2018年12月31日現在の投資に関係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から構成されている。

46.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2018年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント（付与）は、以下のものから成る。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
不動産担保権	4,226	31	1,805	2,390	4,250
借入金関連保証	974	138	335	501	613
その他資金供与コミットメント	294	271	23	-	260
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	5,494	440	2,163	2,891	5,123

(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、2018年12月31日現在917百万ユーロ（2017年12月31日現在692百万ユーロ）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 Renewablesに関係している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Renewables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。

46.2 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	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在 再表示(1)
業務コミットメント(受取)(2)	46.2.1	9,539	9,057
投資コミットメント（受取）	46.2.2	183	214
資金供与コミットメント（受取）	46.2.3	31	72
コミットメント（受取）合計(3)		9,753	9,343

(1) 2017年12月31日現在のコミットメントは、IFRS第15号の適用に際して、5,422百万ユーロ再表示されている。これらは主に、FramatomeおよびEDF Renewablesが商品およびサービスの販売に関して受け取ったその他のコミットメントに関連していた。

(2) 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46.2.1.4を参照）。

(3) 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。

46.2.1 業務コミットメント（受取）

2018年12月31日現在の当グループの業務コミットメント（受取）の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	678	124	399	154	780
業務販売コミットメント(1)	7,004	1,745	4,224	1,035	6,748
業務保証（受取）	1,791	1,014	591	186	1,483

その他の業務コミットメント（受取）	66	17	35	14	46
業務コミットメント（受取）	9,539	2,900	5,249	1,389	9,057

(1) 2017年12月31日現在のコミットメントは、IFRS第15号の適用に際して、5,422百万ユーロ再表示されている。これらは主に、FramatomeおよびEDF Renewablesが商品およびサービスの販売に関して受け取ったその他のコミットメントに関連していた。

46.2.1.1 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678百万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。

46.2.1.2 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、Framatomeで出来高基準により計上される契約を通じて行われる確定注文（建設およびエンジニアリング契約）およびEDF Renewables（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。

46.2.1.3 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。

46.2.1.4 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。

46.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017年 12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	183	49	16	118	214

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2018年12月31日現在の評価額はゼロとされている。

46.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在				2017年 12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	30	6	4	20	72

注記47. 偶発債務

注記4.3に記載した事項に加え、2018年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

47.1 税務調査

EDF

2008年度から2015年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。この反復的な再査定は各年に適用され、2018年12月31日現在では、法人所得税における約563百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年9月に、モントルイユ行政裁判所は2件の判決を下し、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。

2012年度から2015年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税（Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises）に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

EDF International

EDF Internationalの2009年度から2014年度の税務調査の結果、フランスの税務当局は、British Energy取得資金の借換のために発行した転換社債の評価に疑義を唱えた。関連する金額は総額約310百万ユーロである。EDF Internationalはこれらの更正に異義を申し立てており、この争いに勝つ可能性が高いと考えている。

47.2 労働訴訟

EDFは、主に労働時間について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、当グループの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある（ただし当該リスクは、2016年度に就業日数の固定に関する契約を締結したことにより軽減されている）。

47.3 ENEDIS－太陽光発電業者との訴訟

フランスの当局が2010年秋に太陽光電力買取価格の引下げを予定している旨を公表したことによって、接続申請が急増した（その時点で適用可能な料金は完全な接続申請の提出日に依存していたため）。その後いくつかの政府決定が発表されて買取価格は引き下げられた。

これらの価格引下げは接続申請の流れを止めるには不十分であったため、政府は、2010年12月9日付政令によって、3か月間にわたり新規契約の締結を一時的に停止し、2010年12月2日までに要請に係る財務的および技術的提案の承認を受けていなかった場合には、新規の接続申請は当該3か月の期間末に提出しなければならない旨を明記した。

こうした状況の結果、一時停止前の購入義務価格を適用する権利を失った一定数の生産者は、より有利な電力購入条件の恩恵が受けられるように電力網運営者が適時に技術的および財政的接続の提案を行わなかったと主張して、非接続地域における配電網運営者としてEDFを、また、フランス本土の電力網運営者としてEnedisを提訴した。

2017年3月15日付命令において、欧州連合司法裁判所は、太陽光電力買取料金を定めた2006年7月10日および2010年1月12日付決定が、政府補助金の特性を示す4つの基準のうちの1つ「国家による介入または国家資源の利用」に該当することを確認した。同裁判所は、欧州委員会への事前通知なしに実施された当該支援措置を違法であるとした。現在、本件は、特にこれらの違法な決定の適用を禁止することにより、当該命令に沿った判決を下すべく、国内裁判所に付託されている。

2018年度中に、Enedisに有利な決定がいくつか下された。特に、2018年7月上旬にベルサイユ控訴裁判所は、供給業者150社の訴えを却下したが、その理由は、Enedisの違法行為を立証する証拠がなく、Enedisの違法行為と当該損害との間に因果関係が認められず、また、欧州委員会が政府補助金管理規則の求める事前通知を受けなかったことから2006年から2010年までの料金決定は違法であるので当該損害は補償を受けるのに適格と認められないことである。これらの決定の大半に対する控訴が、破毀院に提起された。

同様に最近数か月以内に、生産者の不利益が違法な原因に基づくことから賠償可能ではないと判断する一定数のEDFに有利な判決が下された。

民事裁判所に提起された賠償請求と並行して、EDFおよびEnedisは、民間の損害賠償責任保険契約の適用を模索したが、保険業者はその請求を拒否した。フランスの破産院は、2015年6月9日付判決（グリーン・イエロー訴訟）において、保険金の支払いは妥当であり電力網運営者に過失があると判断した。この判決を受けてEnedisおよびEDFは、2017年4月に保険業者を相手取って訴訟を提起し、一連の部分的な訴訟2件の正式認定を裁判所に申請した。裁判所が一連の部分的な訴訟2件を認定した場合には、単一の免責金額と単一の限度額が、同一の技術的原因を有するすべての訴訟に適用されることになる。

47.3.1 SUN'R

2012年6月21日にSUN'Rは、フランスの競争当局であるADLCとともに、EDFおよびEnedisに対して、暫定措置の申請と同時に不服申立てを行った。SUN'Rは太陽光発電施設の接続に関連する手続きの遅延についてEnedisを、また、購入義務契約の設定および関連する請求書の支払いの遅延についてEDFを訴えた。加えて、SUN'Rは、EDF ENRがEnedisによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たと主張している。

2013年2月14日付決定において、ADLCはSUN'Rによる暫定措置に関するすべての申請を退けることとしたが、本件の調査を継続することを決定した。

2018年1月12日に、ADLCの調査部門は、EDF、EnedisおよびRTEによる反競争的な実務が存在しないことを理由に本件を棄却するとの提案を当事者に送った。2018年7月4日にADLCは、本件棄却の決定を下すことにより本手続を終了した。2012年のADLCに対する不服申立てと同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および規定に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびEnedisに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付決定において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

2015年4月30日、SUN'Rは、EnedisおよびEDFに対し、太陽光発電所プロジェクトを配電網へと接続する過程の遅延によりSUN'Rが被ったとされる損害に対する補償を求め、パリ商業裁判所において訴訟を提起した。SUN'Rは、当該裁判所に、ADLCによる本案の決定に関する審議中の訴訟手続の延期を求め、これに係る損失に対する将来の補償金の暫定額約10百万ユーロを請求した。2016年11月7日付決定において、パリ商業裁判所はSUN'Rの暫定補償金の請求を却下して、本案についてのADLCの決定が発表されるまで手続きを停止した。

2015年11月24日、Sun West、Azimut 56およびJB Solarは、同じ理由によりパリ商業裁判所においてEnedisおよびEDFを提訴した。これらの会社は、現在、申し立てた損失に対する約4百万ユーロの補償金を請求しているが、当該裁判所に、ADLCによる本案に関する決定が下されるまで審議中の訴訟手続の停止を求めた。2017年12月4日付判決において、パリ商業裁判所は、Sun West、Azimut 56およびJB Solarによる暫定補償金の請求を却下して、本案についてのADLCの決定が発表されるまで手続きを停止した。

その判決は2018年7月4日に発表され、ADLCは、控訴の可能性を認めずに本件を棄却した。その結果、原告が主張した行為はなかったものと判断された。パリ商業裁判所は、2018年12月10日付判決においてSUN'Rの補償請求訴訟の取下げを、さらに2018年12月12日付判決においてSun West、Azimut 56およびJB Solarによる補償請求の取下げを、正式に申し渡した。よって本件は最終確定した。

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	
	2018年 12月31日	2017年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日
(単位：百万ユーロ)								
売上高	560	580	-	-	1,708	1,549	2,268	2,129
エネルギー購入	4,071	3,817	5	4	2,031	2,313	6,107	6,134
対外購入	4	9	3	4	251	1,163	258	1,176

金融資産	294	238	-	-	-	-	294	238
その他の資産	730	729	-	-	486	596	1,216	1,325
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,162	1,282	1	1	631	552	1,794	1,835

(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（CTE（RTE所有会社）、CENG、TaishanおよびAlpiq）との間の取引については注記23に記載している。

その他の関連会社、共同支配企業および当グループとの間の共同支配の取決めにおけるパートナー企業との取引は、主に売上高およびエネルギー購入から構成されている。

48.2 フランス政府および国有企業との関係

48.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2018年12月31日現在EDFの資本の83.67%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日付政令により制定された複数年エネルギー計画の実施に参加している。

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費用の補償システム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

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。

この共同サービスにおけるEnedisとGRDFの関係は、サービスの範囲およびその結果としての費用の分担を定めた契約に規定されている。当該契約は無期限であり、18か月前の通知を条件に随時終了可能である。当該通知があった場合に当事者は、通知期間中に契約の再交渉を行うことを約束している。当該契約は定期的に更新される。

2014年7月に、EnedisとGRDFは、メーター計測およびメーター盤に係る作業に関する共同事業を将来的に継続しない旨の共同発表を公表した。現在、Enedisは、地域レベルの事業目的をすべて包含する地域別部門から構成される体制を優先している。極めて局所的な業務には、より小規模のネットワーク単位が使用される。

2018年3月にEnedisとGRDFは、混合企業2社の設立を決定した。その2社とは、雇用契約、調査および医療/社会保険に関する事項を扱うUONRH-MSと、電話および事務用技術の業務全般を扱うITおよび通信オペレータ会社であるOITである。これら2社の混合企業は、2019年1月1日から発効する。

Enedisについては、その他の支援機能（車両運搬具および機械、訴訟および保険、研修および採用、ならびに事務用購買）が支援サービス部門にまとめられている。

48.2.3 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするOrano Miningの契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするOrano Cycleの契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、2016年9月29日に、EDFとOranoは、Orano Miningとの間のウラン契約、Orano Cycleとの間の転換契約および濃縮契約に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとOranoとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記29.1.1に記載されている。

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（2018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2018年度の報酬総額は12.4百万ユーロ（2017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。

EDFの主要な経営および統治責任者は、契約による交渉によらない限り、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。EDFの会長兼CEOは、任期終了時に退職金の支給を受けられる。

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組み込まれた。この制度は特に義務を負う参加者（EDFが該当する）に毎年、その年度の排出量に応じた温室効果ガス排出クレジットを政府に提出することを要求している。この指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスおよび英国を含む数か国における排出権の無償割当の中止である。

EDFグループ内でこの指令の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびEDF Luminusである。

2018年度に、当グループは、2017年度中に発生した排出に関して30百万トンを出した。2017年度に、当グループは、2016年度中に発生した排出に関して38百万トンを出した。

2018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1百万トン（2017年度3百万トン）である。

2018年12月31日現在の排出量は24百万トンであった（2017年12月31日現在40百万トン）。2018年12月31日現在、割当超過排出による引当金は175百万ユーロ（2017年12月31日現在120百万ユーロ）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、3年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。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条の適用により、エネルギー貧困状況にある世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

省エネ義務の第四期の3年間は、2018年1月1日に開始した（注記4.6を参照）。

49.3 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/ECを適用して、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。

国がこの目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この発電に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスが採用する方法）。
- ・ 再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（英国およびベルギーで実施している）。

再生可能エネルギー証書の仕組みは、以下に適用できる。

- ・ 義務対象外発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Renewables）。
- ・ 義務対象発電業者。当該義務が発電に適用される場合。
- ・ 電力販売も行う発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Energy、EDF Luminus）。

再生可能エネルギー証書制度によって、EDFグループは、特に英国およびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている。

2018年12月31日現在、基本的にEDF Energy（英国）およびEDF Luminus（ベルギー）に関連して、同日現在の再生可能エネルギー証書の提出義務につき、962百万ユーロの引当金が計上された。当該義務の大半は、無形資産に含まれる証書購入により賄われている。

注記50. 後発事象

他の注記に記載されたものを除き、期末日後の進展はなかった。

注記51. 2018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、EDFのコモディティ・トレーディング業務を含む。
- ・ 配電（D）：低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- ・ 送電（T）：高電圧および超高電圧送電網の運営、維持および開発。
- ・ 原子炉およびサービス（Framatome）（R）：原子炉向けのサービスおよび設備・燃料の生産。
- ・ その他（O）：産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）、ならびに、熱電併給および再生可能エネルギー資源（風力、ソーラーパネル等）からの発電増加を主な目的とする新規事業。この事業はEDF Investの持株会社および専用資産に分類された企業も含む。

51.1 完全連結会社

	所有割合 (%) 2018年 12月31日現在	所有割合 (%) 2017年 12月31日現在	事業部門	
フランスー発電と供給				
Électricité de Franceー親会社	100.00	100.00	G,D,0	
Group Support Services (G2S)	100.00	100.00	0	
Edvance	95.10	95.10	0	
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	100.00	100.00	0	
CHAM SAS	100.00	100.00	0	
Sowee	100.00	100.00	0	
Immo C47	51.00	100.00	0	
その他の持株会社 (EDF Invest)	100.00	100.00	0	
フランスー規制業務				
Enedis	100.00	100.00	D	
Electricité de Strasbourg	88.64	88.64	G,D	
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)	100.00	100.00	G	
FRAMATOME				
Framatome	フランス	75.50	75.50	R
英国				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	100.00	100.00	G,0	
EDF Energy UK Ltd.	100.00	100.00	0	
EDF Development Company Ltd.	100.00	100.00	0	
イタリア				
Edison SpA (Edison)	97.45	97.45	G,0	
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	100.00	100.00	0	
その他国外				
EDF International SAS	フランス	100.00	100.00	0
EDF Belgium SA	ベルギー	100.00	100.00	G
EDF Luminus SA	ベルギー	68.63	68.63	G,0
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	100.00	G
Ute Paracambi SA	ブラジル	100.00	100.00	G
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)	中国	100.00	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	100.00	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
Unistar Nuclear Energy LLC(1)	米国	-	100.00	G
EDF Alpes Investissements SARL	スイス	100.00	100.00	0
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	ベトナム	56.25	56.25	G
EDF Chile Spa	チリ	100.00	100.00	G

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

(1) UnistarはEDF Inc.に合併された。

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2018年 2017年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

EDF RENEWABLES				
EDF Renewables (旧EDF Énergies Nouvelles)	フランス	100.00	100.00	G,0
DALKIA				
Dalkia	フランス	99.94	99.94	0
その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	0
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	フランス	88.98	88.98	0
Dunkerque LNG(1)	フランス	-	65.01	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
Citelum	フランス	100.00	100.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	0
EDF DIN UK Ltd.(2)	英国	-	100.00	0
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	93.89	93.89	0
Océane Re	ルクセンブルグ	99.98	99.98	0
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	100.00	100.00	0

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R＝原子炉、0＝その他

(1) Dunkerque LNGは2018年10月30日付で売却された（注記3.3を参照）。

(2) EDF DIN UK Ltd.は清算された。

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 (%)
2018年 2017年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

その他事業				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	ドイツ	50.00	50.00	0

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R＝原子炉、0＝その他

51.3 持分法適用子会社

		所有割合 (%) 2018年 12月31日現在	所有割合 (%) 2017年 12月31日現在	事業部門
フランスー発電と供給				
Domofinance	フランス	45.00	45.00	0
CTE (EDF Invest) (1)	フランス	50.10	50.10	0
Elisandra IV (Madrileña Red de Gas Holding) (EDF Invest)	スペイン	20.00	20.00	0
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	ルクセンブルグ	46.50	46.50	0
Géosel Manosque (EDF Invest)	フランス	38.35	38.35	0
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	24.50	20.00	0
Thyssengaz (EDF Invest)	ドイツ	50.00	50.00	0
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	フランス	19.40	19.40	0
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	フランス	50.00	-	0
Fallago Rig (EDF Invest)	英国	20.00	-	G
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	英国	20.00	-	G
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) (EDF Invest) (2)	ラオス	40.00	40.00	G
Alpiq	スイス	25.04	25.04	G,D,T,0

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

(1) Coentreprise de Transport d'ElectricitéまたはCTE、RTEの100%保有会社。

(2) NTPCは、2018年度に一部が専用資産に配分された。

51.4 議決権比率と所有割合が異なる会社

以下の会社については、支配を決定する議決権比率と当グループの所有割合が異なっている。

	所有割合 (%)	議決権比率 (%)
	2018年12月31日現在	2018年12月31日現在
Edison SpA	97.45	99.48
EDF Investissements Groupe SA	93.89	50.00

注記52. 法定監査人の報酬

以下の表は2018年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

(単位：千ユーロ)	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額（税抜）	%	金額（税抜）	%
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	3,133	21.1	2,954	18.2
被支配企業(1)	7,249	48.8	10,839	66.9
小計	10,382	69.9	13,793	85.1
非監査サービス(2)				
EDF	397	2.7	772	4.8
被支配企業(1)	4,071	27.4	1,640	10.1
小計	4,468	30.1	2,412	14.9
合計	14,850	100	16,204	100

- (1) 連結損益計算書に監査人報酬が含まれている完全連結子会社および共同支配企業。
- (2) 法令により要求されるサービスおよび当グループの依頼に応じて提供されるサービス。非監査サービスは主に、(i)財務会計情報の証明またはフランス商法第L.225-102-1条に基づき要求される福祉、環境および社会的情報に係る独立報告書、(ii)企業売却に関連するサービス、(iii)現地の法令により認められた税務サービス、(iv)会計および財務情報の生成に関係しない業務プロセスのレビューおよび情報システムのコンサルティング・サービスに対応する。

2017年度の法定監査人報酬

以下の表は2017年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

(単位：千ユーロ)	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額（税抜）	%	金額（税抜）	%
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	3,103	22.1	3,012	19.7
被支配企業	5,133	36.4	10,024	65.6
小計	8,236	58.5	13,036	85.3
非監査サービス				
EDF	906	6.4	778	5.1
被支配企業	4,944	35.1	1,473	9.6
小計	5,850	41.5	2,251	14.7
合計	14,086	100	15,287	100

[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	2018年度			2017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		44,874	54,630		42,371	51,582
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			1,217	1,482		1,138	1,385
営業補助金	5		6,566	7,993		6,558	7,984
引当金および減価償却費の戻入額	6		2,996	3,647		3,231	3,933
その他の営業収益および費用振替額	7		850	1,035		823	1,002
I 営業収益合計			56,503	68,787		54,121	65,887
購入およびその他の対外費用	8		37,410	45,543		36,723	44,707
購入燃料使用分			3,172			3,186	
エネルギー購入			17,057			15,870	
サービスおよびその他購入品使用分			17,181			17,667	
法人所得税以外の税金	9		2,662	3,241		2,567	3,125
人件費	10		6,565	7,992		6,754	8,222
減価償却費、償却費および引当金繰入額	11		6,471	7,878		5,441	6,624
減価償却費および償却費	11.1		3,531			3,366	
引当金繰入額および減損	11.2		2,940			2,075	
その他の営業費用	12		1,743	2,122		1,644	2,001
II 営業費用合計			54,851	66,776		53,129	64,679
営業利益 (I - II)			1,652	2,011		992	1,208
III 共同事業取引			0	0		1	1
IV 金融損益	13		(1,756)	(2,138)		(988)	(1,203)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (I - II + III + IV)			(104)	(127)		5	6
V 臨時損益	14		939	1,143		1,232	1,500
VI 法人所得税	15		756	920		687	836
損益 (I - II + III + IV + V + VI)			1,591	1,937		1,924	2,342

(1) 2018年度輸出製品売上高：10,287百万ユーロ、2018年度輸出サービス売上高：423百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2018年12月31日現在				2017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	2,091	1,074	1,017	1,238	933	1,136
EDF所有有形固定資産	16-17	85,326	57,921	27,405	33,363	26,066	31,733
委譲運営有形固定資産	16-17	14,711	8,755	5,956	7,251	5,871	7,147
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	21,114	177	20,937	25,489	19,655	23,928
投資および関連債権		59,258	307	58,951	71,767	58,445	71,151
投資有価証券		21,076	655	20,421	24,861	18,092	22,025
貸付金その他の金融資産		12,545	61	12,484	15,198	12,386	15,079
金融資産	18	92,879	1,023	91,856	111,825	88,923	108,255
I 固定資産合計		216,121	68,950	147,171	179,166	141,448	172,199
棚卸資産および仕掛品	19	10,096	189	9,907	12,061	9,969	12,136
発注に係る前渡金	20	690	1	689	839	785	956
営業債権およびその他の債権	20	21,094	397	20,697	25,197	20,791	25,311
市場性のある有価証券	21	16,913	52	16,861	20,527	14,527	17,685
現金性金融商品	20	2,605	-	2,605	3,171	2,096	2,552
現金および現金同等物	22	4,619	-	4,619	5,623	5,110	6,221
前払費用	20	1,449	-	1,449	1,764	1,358	1,653
II 流動資産合計		57,466	639	56,827	69,181	54,636	66,514
繰延費用 (III)		255	-	255	310	265	323
社債償還プレミアム (IV)		758	251	507	617	453	551
未実現為替差損 (V)	23	767	-	767	934	572	696
資産合計 (I + II + III + IV + V)		275,367	69,840	205,527	250,209	197,374	240,283

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2018年12月31日現在		2017年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		1,505	1,832	1,464	1,782
資本剰余金		15,672	19,079	14,866	18,098
再評価剰余金		676	823	680	828
剰余金					
法定準備金		146	178	105	128
その他の剰余金		3,000	3,652	3,000	3,652
繰越損益		7,351	8,949	6,809	8,289
当期利益または損失		1,591	1,937	1,924	2,342
中間配当		(451)	(549)	(433)	(527)
投資補助金		166	202	163	198
税務規制引当金		6,056	7,373	6,098	7,424
自己資本	24	35,712	43,476	34,676	42,215
追加的自己資本	25	10,620	12,929	10,449	12,721
特別委譲勘定	26	2,199	2,677	2,159	2,628
Ⅰ 自己資本および委譲勘定合計		48,531	59,082	47,284	57,564
リスク引当金	27	2,544	3,097	1,384	1,685
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）	28	39,806	48,460	37,633	45,814
非原子力施設廃止引当金	29	659	802	626	762
従業員給付引当金	30	11,240	13,684	11,055	13,458
その他の費用引当金	31	866	1,054	938	1,142
費用引当金		52,571	64,000	50,252	61,177
Ⅱ 引当金合計		55,115	67,097	51,636	62,862
金融負債	33	54,644	66,524	51,441	62,624
前受金および中間払前受金	32	7,134	8,685	6,861	8,353
営業、投資およびその他の負債	32	33,229	40,453	31,911	38,848
現金性金融商品	32	3,462	4,215	4,471	5,443
繰延収益	32	3,116	3,793	3,285	3,999
Ⅲ 負債合計	32	101,585	123,670	97,969	119,267
未実現為替差益（Ⅳ）	34	296	360	485	590
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		205,527	250,209	197,374	240,283

キャッシュ・フロー計算書

注記	2018年度		2017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）	835	1,017	1,237	1,506
償却費、減価償却費および引当金繰入額	7,153	8,708	4,010	4,882
資産譲渡（益）／損 ⁽¹⁾	(499)	(607)	(859)	(1,046)
金融収益および費用	(2,133)	(2,597)	(827)	(1,007)
運転資本の変動 ⁽²⁾	3,238	3,942	2,530	3,080
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	8,594	10,462	6,091	7,415
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）	1,435	1,747	620	755
法人所得税の支払額	(29)	(35)	(677)	(824)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）（A）	10,000	12,174	6,034	7,346
投資活動：				
有形固定資産および無形資産への投資	(5,982)	(7,282)	(5,984)	(7,285)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	24	29	17	21
金融資産の変動 ⁽³⁾	(4,776)	(5,814)	1,022	1,244
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）（B）	(10,734)	(13,068)	(4,945)	(6,020)
財務活動：				
借入債務および引受契約の発行	4,938	6,012	1,282	1,561
借入債務の返済および引受契約による支払	(2,435)	(2,964)	(5,204)	(6,335)
支払配当金	24 (513)	(625)	(110)	(134)
永久劣後債の発行	24 -	-	4,005	4,876
委譲運営資産に対する受取拠出金	6	7	8	10
投資補助金	11	13	4	5
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）（C）	2,007	2,443	(15)	(18)
現金および現金同等物の純増加／（減少）額（A）+（B）+（C）	1,273	1,550	1,074	1,307
現金および現金同等物の期首残高	22 (2,875)	(3,500)	(3,981)	(4,846)
為替変動の影響	(13)	(16)	(23)	(28)
現金および現金同等物に係る金融収益	52	63	55	67
現金および現金同等物の期末残高⁽⁴⁾	22 (1,563)	(1,903)	(2,875)	(3,500)

- (1) 2017年度においては、RTE全株式のCTEへの売却による利益の残額388百万ユーロを含む。
- (2) 2018年度においては、特に持株会社に関する現金管理・引受契約の分類変更を受けた運転資本であるキャッシュに対するプラスの影響2,068百万ユーロを含む（注記22を参照）。
- (3) 2017年度の当該項目は、Framatome取得1,894百万ユーロを含む。
- (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、フランスの改訂プランコンタブルジェネラル(Plan Comptable Général)に関して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。

当該規則の公表日を含む事業年度すなわち当年度末2018年12月31日から適用される、会計処理方法の変更、見積りの変更および誤謬の訂正に関する2018年4月20日付規則2018-01を除き、適用された会計処理および評価の方法は、2017年12月31日終了年度に係る財務諸表において使用したものと同一である。

1.2 経営者による判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。EDFの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、EDFの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

EDFが見積りおよび判断を使用する主要な会計処理方法は以下の通りである。

1.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

2016年度に、技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことから、900MWシリーズの発電所(フェッセンハイムを除く)の減価償却期間が40年から50年に延長された。フランスにおける当グループのその他のシリーズ(1,300MWおよび1,450MW)は比較的新しく、延長の条件を充足していないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

注記3.1に記載した通り、新たな複数年エネルギー計画(PPE)案の下で、2基の核原子炉が、一定の条件に従い、その第5回10年検査に先立ち、2027年および2028年に閉鎖される予定である。これが採択された最終的なPPEにおいて追認されれば、関連する2基に係る減価償却期間は将来に向かって変更される可能性がある。この状況により当該発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされることとなり、それが年間の減価償却費に与える潜在的影響は、閉鎖対象に選定される原子炉に依存するが、限定的なものと思込まれる。

当該PPE案はまた、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖を、「設置済の原子力発電所に係る上限を適用して、フラマンヴィールEPRの操業開始を可能とするため、2020年春までに行わなければならない」と規定している。フェッセンハイムの減価償却期間は現在2019年11月に終了予定であるが、最終的なPPEの規定に準拠して、将来に向かって変更される可能性がある。

1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

注記3.1に記載した通り、新たな複数年エネルギー計画（PPE）案の下で、2基の核原子炉が、一定の条件に従い、その第5回10年検査に先立ち、2027年および2028年に閉鎖される予定である。これが採択された最終的なPPEにおいて追認されれば、対応する原子力引当金の金額が変更される可能性がある。この状況により当グループ発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされることとなり、それが原子力引当金に与える潜在的影響は、数10百万ユーロの増加および関連する貸借対照表資産の調整となる可能性がある。

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、決算日毎に引当金のパラメータの見積り改定を行っている。

EDFは、2018年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、EDFの貸借対照表および損益計算書に重要な影響を及ぼす可能性がある。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析については、注記28.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度リスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上の制限との関係）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、または使用済燃料管理の契約条件の変更。

1.2.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2018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、2018年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額およびEDFの純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。

1.2.4 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3に記載した通り、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3 売上高

売上高は、原則として、エネルギーの販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）およびサービスの販売による収益から成る。EDFのエネルギー売上高は、子会社Enedisから購入し最終消費者に再請求する、エネルギー配送網による引渡しサービスを含む。

売上高は、商品が引渡された時点、またはサービスが完了した時点で計上される。

期末日現在EDFの顧客に引渡し済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、EDFのバランス調整責任を負う企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会 (Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)) に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

当グループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

1.3.1 発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランスにおいて、ピーク期間中の電力供給の確保を確実にする目的で設定されている。

電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは2017年1月1日から電力供給の確保に貢献する義務が導入された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡し年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、彼らは発電容量証書を受け取る。一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。供給業者は発電容量メカニズムのコストを、販売価格を通じて最終顧客に転嫁する。

当該システムは、参加者間の発電容量売買の登録により完成される。発電容量競売は年に数回開催される。

EDFは、当該システムの両面、すなわち発電施設事業者および電力供給業者としての両面に関連している。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
- ・ 規制販売料金および提示市場価格により最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力引渡し時に売上収益に認識される。ただし、ARENHシステムに係る発電容量保証の譲渡条件はCREにより定められたため、発電容量メカニズムが発効した2017年度以来、ARENHには発電容量価値が含まれている。
- ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
- ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
 - ・ 発電施設事業者：競売による売却時。
 - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。
- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

1.4 無形資産

1.4.1 研究開発費

研究費は発生した期において費用として認識される。

フランスのプランコンタブルジェネラル第211-5条に規定する資産計上要件を充足する開発費は、無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

1.4.2 その他の無形資産

その他の無形資産は主にソフトウェアおよび貯蔵容量留保コストにより構成されている。

これらは、内部創設か購入かに関わらず、その耐用年数にわたり定額法で償却される。

1.5 有形固定資産

EDFの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、以下の2つの貸借対照表科目として報告されている。

- EDF所有有形固定資産、基本的に原子力発電施設
- 委譲運営有形固定資産

1.5.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に起因するその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.15を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる(注記1.15を参照)。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産に計上され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

EDFは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に不可欠な主要な点検の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、費用として認識される。

1.5.2 減価償却

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当社がその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・ 水力発電ダム	75年
・ 水力発電所において使用される電気機械設備	50年
・ 化石燃料発電所	25～45年
・ 原子力発電所	40～50年
・ 配電設備(電線、変電所)	20～45年

1.5.3 委譲契約

EDFは、以下の2種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- 地方当局(市町村または複数の市町村の共同)に認可された公共配電委譲
- フランス政府を委譲者とする水力発電委譲

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラルに具体的な規定がないことから、1975年の委譲運営業者向け会計処理指針に基づいている。

1.5.3.1 公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部公共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)に規定された標準的な委譲規定を使用した委譲契約に従っている。

2017年12月21日に、新たな委譲契約モデルに関する枠組契約が、FNCCRおよびフランス都市との間で署名された。2018年以降、新たに署名される委譲契約は、この新たな委譲契約モデルを適用する。

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）。

水力発電委譲は、水力発電利用に関するフランスの1919年10月16日付法律に従い、当初期間75年を有する。2012年より前に満了した水力発電委譲の大半は、30～50年の期間で更新された。ただし、フランス政府は、満了した委譲12件の更新をしていない。これらの委譲はその満了以来、法律に定義する「継続延長」状態にあり、当該規定によれば、委譲の満了日において新たな委譲が設定されていない場合には、当面の運営の継続性を確保するため、「当該委譲は、新たな委譲が行われるまでの間、既存の条件にて延長される」（フランスのエネルギー法第L.521-16条第3段）。

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、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、各エネルギーについての長期の仮定を基礎として、年次で更新される手続を用いて見積られる。中長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。EDF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、EDFは自社のシナリオと、IEA、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EDF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

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。

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められる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含められる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

非連結企業の上場有価証券の使用価値は株式市場における株価を基礎とする。

EDFグループの連結対象会社の非上場および上場有価証券に係る使用価値は、必要に応じて、専門家の評価データおよび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。

その他の投資にはまた、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。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、EDF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日付決定に定義された「積載燃料」の概念を適用して、原子炉内にある未照射の燃料在庫の原価は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用を含む。対応する金額は該当する引当金に計上される。

核燃料の消費量は、構成要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産）ごとに、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。その量は項目ごとに、棚卸資産の加重平均原価によって評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

1.8.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下から成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 発電サイクルのために取得した温室効果ガス排出権および省エネ証書（注記1.19.1および1.19.2を参照）。
- ・ ガス在庫。直接および間接購入費用（特に輸送費用）を含む加重平均原価で評価されている。
- ・ 発電容量メカニズム（フランスの発電容量保証）に基づき保有される発電容量（注記3.6を参照）。

予備部品の減損は、当該部品の回転率に依存する。

1.9 受取債権および市場性のある有価証券

1.9.1 営業債権

営業債権は、当初は額面価額で表示される。

営業債権はまた、供給済のエネルギーの未請求債権価額を含む。

債権の種類に応じて評価された回収可能性を基にして、債権の評価額が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。これらの債権の引渡し部分の不払いリスクはEDFでなくEnedisが負担する。

1.9.2 市場性のある有価証券

市場性のある有価証券は、当初は取得原価で資産に計上され、年度末に取得原価または現在価値のいずれか低い方で再表示される。

上場有価証券の現在価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。

未実現損失がある場合は、未計上の未実現利益を控除しない未実現損失の全額に対して減損が計上される。

市場性のある有価証券の売却損益はFIFO（先入先出）法を用いて評価される。

1.10 社債発行費および償還プレミアム

社債償還プレミアムは、プランコンタブルジェネラルの第212-10条により認められたオプションを適用して、償還パターンに関わりなく、当該社債の期間に従って均等償却される（定額法）。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含まれた手数料および対外費用は、定額法により関連する商品の期間に配分される。

1.11 未実現為替差損益

外貨建債権債務は、年度末の為替レートでユーロに換算される。この結果生じる換算差額は、「未実現為替差益」および「未実現為替差損」として貸借対照表に計上される。為替リスクをヘッジしていない外貨建借入債務に係るすべての未実現為替差損に対しては引当金が計上される。未実現差益は損益計算書には認識されない。

先物金融商品およびヘッジ取引に関する2015年7月2日付規則2015-05を適用して、ヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益は、貸借対照表の再評価剰余金勘定に計上され、ヘッジ対象について計上された換算調整と相殺される。

2017年1月1日付で、営業債権および債務に係る為替差損益は営業収益および費用に計上されている。

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
- 当社の新規投資に係る取得費用の償却額

1.13 追加的自己資本

EDFが発行したユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、1994年7月のフランス専門会計士団体（Ordre des Experts-Comptables）意見書28に準拠して、その特定の性質を勘案して計上される。

その結果、これらは、その償還をEDFが単独で管理できることから、追加的自己資本に分類されている。

発行費およびプレミアムは損益計算書を通じて比例的に償却される。

これらの債券に係る支払利息は、金融損益に計上される。

1.14 特別委譲負債

これらの負債は、主に、島部エネルギー・システム（SEI）についての公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

1.14.1 公共配電特別委譲負債－SEI

これらの負債は、公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - ・ 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - ・ 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。この引当金は費用引当金に含まれている。

資産が取り替えられると、取り替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は取り崩されて既存資産に対する権利に振り替えられる。これは、新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に、委譲者の取替予定資産に対する権利は、資産の更新に際して振り替えられ、委譲者の利益のために資金流出なしで、既存資産に対する委譲者の権利になる。

1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下から構成されている。

- 無償で提供された資産の評価額および受け取った拋出金。
- 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拋出金は、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、EDF資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.15.1 原子力発電関連引当金

これらの引当金は主に以下を対象とする。

- 核サイクル終了費用：使用済燃料管理、廃棄物除去および調整ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金。
- 発電所の解体費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

炉心核燃料費用は、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料に係る損失、ならびに燃料処理およびこれらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記28に記載されている。

1.15.2 その他の引当金

これらの引当金は主に以下に関係する。

- ・ エネルギー売買複数年契約に関連する損失。
 - ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
 - ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
- ・ 輸送、再ガス化およびガス貯蔵契約に係る損失。
- ・ 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

フランスの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

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条に定義された標準的方法を適用して、EDFは、2005年1月1日以降、従業員に付与される雇用後給付を認識している。

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、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-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。

これらのデリバティブは、店頭市場で取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等の金利および通貨デリバティブから構成されている。

先渡金融商品およびヘッジ取引に関する規則2015-05の2017年1月1日付の適用により、外国為替最適化ポートフォリオに係る未実現利益およびヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益が、貸借対照表上、当該新規則により新設された再評価剰余金勘定に認識された。当該勘定はヘッジ対象について計上された未実現為替差損益と相殺される。

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または金利収益を修正する。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、未実現損失のヘッジされていない部分の全額につき、引当金が計上される。

その他の商品については、ヘッジ関係が存在しない場合、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は契約の想定元本の価額でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.18 コモディティ契約

コモディティに関する先渡金融商品は、ヘッジ目的で売買される。これらの取引の損益は、2017年1月1日から適用された先渡金融商品およびヘッジ取引に関する規則2015-05に準拠して、ヘッジ対象と対称的に、売上高またはエネルギー購入費用に計上される。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は、契約に基づき引き渡すべきまたは受け取るべき数量でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.19 環境

1.19.1 温室効果ガス排出権

現在施行されている制度については、注記40.1に記載している。

EDFは、ANC規則2014-03の第615-1条から615-22条に組み込まれた、2012年10月4日付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、提出前の受渡しが可能な先物購入については契約上の取得価格により、残量は市場価格により評価される。

純額表示の原則は、ポートフォリオの保有排出権が、将来の排出量の相殺に使用される排出権となることを前提としている。しかし、島部と本土の事業活動間には権利の移転がないことから、EDFの権利の代替可能性には制約があり、資産と負債の両方が計上される場合がある。

1.19.2 省エネ証書

現在施行されている制度については、注記40.2に記載している。

EDFは、プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第616-1条から616-25条に準拠して、省エネ証書の会計処理を行っている。

EDFは、省エネに係る規制上の要件を充足するために省エネ証書を保有している。このためEDFは、ANC規則に定義された「省エネ」モデルを適用している。

取得済または取得予定の証書は、生産コストまたは取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法により評価される。

年度末には、純額のポジションのみが財務諸表に表示される。

- ・ 達成した省エネが省エネ義務を上回る場合には、資産が（棚卸資産に）認識される。この棚卸資産は、将来の省エネ義務を充足する購入済、取得済ないし取得予定の証書に対応する。これは、省エネ義務を生むエネルギー販売が完了した場合に、その時点で消費される。または、
- ・ 達成した省エネが省エネ義務を下回る場合には、負債（引当金）が認識される。この負債は、完了したエネルギー販売に係る義務を充足するために今後取るべき対策の費用に対応する。これは後日、当社が省エネ証書を取得できるような省エネ支出を行うか、証書を購入することにより消滅する。

注記2．重要な事象および取引

2.1 Dunkerque LNGに対するEDF持分の売却の完了

2018年初頭に着手した競争入札手続を経て、EDFグループは、2018年6月29日に、ダンケルクの液化天然ガス（LNG）ターミナルの所有者兼運営者であるDunkerque LNGの資本に対する65.01%持分の売却に関し、2つの投資家グループと独占的交渉に入った旨を発表した。

EDFグループのDunkerque LNGに対する65.01%の投資は、EDF SAの完全所有子会社であるEDEVを通じて保有されている。

Fluxys、顧客の代理人としてのAXA Investment Managers-Real Assets、およびCrédit Agricole Assurancesから構成されるコンソーシアムが31%持分の取得を引き受け、IPMグループ（ソウルのInfraPartners Management Korea Co. Ltd.およびロンドンのInfraPartners Management LLPから構成される）が率いる、Samsung Asset Management Co., Ltdと連携し、Samsung Securities Co. Ltd.、IBK Securities Co. Ltd.およびHanwha Investment & Securities Co. Ltd.から構成される韓国投資家のコンソーシアムが34.01%持分を取得した。

2つのコンソーシアムが支払う価格に基づいて、Dunkerque LNGの100%の平均企業価値は24億ユーロである。

この取引により、既にDunkerque LNGの25%株主であったFluxysは、AXA Investment Managers-Real AssetsおよびCrédit Agricole Assurancesの支援を得て、Dunkerque LNGの支配を獲得し連結することが可能となった。

EDFは、Dunkerque LNGの一顧客として、当グループのガス戦略に今後も引き続き寄与する当該ターミナルに対し、長期的にコミットしている。

2018年7月12日に、EDFグループは、当該売却に関する同コンソーシアムとの法的拘束力ある契約に署名した。

必要な規制上の承認が下りた時点で、2018年10月30日に、EDFグループは、子会社であるEDEV（Dunkerque LNGの65.01%を保有していた）を通じて、Dunkerque LNG ターミナルに対する持分の売却を完了した。

当該取引の完了後、EDF SAは子会社であるEDEVから740百万ユーロの配当金を受け取った（注記13を参照）。

この売却を受けて、EDFとDunkerque LNGとのLNG再ガス化容量の予約に関する長期契約を評価した結果、EDFは不利契約引当金の737百万ユーロの増加を認識した（注記27を参照）。

2.2 優先債の発行：EDFによる37.5億米ドルおよび10億ユーロの資金調達

2018年9月19日にEDFは、3本の優先債発行により37.5億米ドルの資金を調達した。

- ・ 固定表面年利率4.500%、期間10年、18億米ドルの社債
- ・ 固定表面年利率4.875%、期間20年、650百万米ドルの社債
- ・ 固定表面年利率5.000%、期間30年、13億米ドルの社債

さらに、2018年9月25日にEDFは、固定表面年利率2%、期間12年、10億ユーロの優先ノートの募集を開始した。

これらの取引によってEDFは、貸借対照表構成の一層の強化および近々期限到来する金融債務の再調達が可能となる。

2.3 永久劣後債の発行

2018年9月25日にEDFは、表面年利率4%、初回償還がEDFの請求により2024年7月4日から2024年10月4日までの間（両端含む）となる「リセット永久6年非償還ハイブリッド・ノート」12.5億ユーロの売出しに成功した。フランスの規制当局は当該商品に関する目論見書について2018年10月2日付承認書第18-466号を発行し、当該商品の決済および受渡しは2018年10月4日に行われた。

EDFは引き続き、建設中資産の資金調達のため、資本構成の恒久的な一部としてハイブリッド債の利用に関わる。

2.4 ハイブリッド債の一部シリーズの償還

2018年9月25日にEDFは、未償還のハイブリッド債シリーズ4本の償還について、現金による買入償還の申し出を公表した。

買入償還申し出期間が2018年10月3日に終了した後、EDFは、優先順位に従って最初の2本のハイブリッド債発行から、有効に申し込みを受けた社債を現金12.5億ユーロにて買入償還した。

EDFのハイブリッド債総額は、上記のハイブリッド債発行および償還取引の結果、変動していない。

この買入償還申し出の結果の要約は以下の表の通りである。

対象ハイブリッド債	ISIN	引受優先順位	申込額	申込額（未償還額に対する%）	引受額	按分係数	申込価格
2020債	FR0011401736	1	911,800,000 ユーロ	73%	911,800,000 ユーロ	100.00%	105.255%
2022債	FR0011697010	2	635,100,000 ユーロ	64%	338,200,000 ユーロ	59.50%	108.185%
2026債	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
2025債	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

この買入償還申し出の決済は、2018年10月5日に行われた。

2.5 革新的ESG連動リボルビング与信枠のシンジケーション

2018年12月14日にEDFは、40億ユーロのリボルビング与信枠のシンジケーションを完了した。そのコストは、環境、社会およびガバナンス（ESG）事項に関する当グループの主要な実績指標（KPI）のうち3つ、即ち、EDFの直接二酸化炭素排出量、EDFのオンライン消費モニターツールの顧客利用量（積極的に消費に関わるフランスの住宅顧客獲得におけるEDFの成功の指標として）、およびEDF保有車両の電化に連動する。

このESG連動与信枠は、20行を超える銀行のシンジケート団に関わり、EDFの既存の40億ユーロのリボルビング与信枠を改訂し、新たな期限である2023年まで延長される。これは、EDFがこの数年間にわたり開発してきた一連の持続可能な資金調達手段を、特にグリーン債市場において補完する。

2.6 1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いに関する欧州委員会の決定の支持

2018年1月16日に、欧州連合一般裁判所は、1987年から1996年の間に設定された一般電力網施設更新引当金の税務上の取扱いを政府補助金として分類した欧州委員会の2015年7月22日付決定に対するEDFの不服申立てを棄却し、フランス政府によるその回収を命じた。欧州委員会の当該決定の後、2015年10月13日にEDFは、金利を含めた政府補助金の額に相当する13.83億ユーロを払い戻した。EnedisおよびRTEはそれぞれの持分を抛出した。

一般裁判所はその判決において、欧州委員会の2015年7月22日付決定を支持した。2015年10月13日に行われた払戻しを考慮し、この判決の履行は追加の支払を伴わなかった。

2018年3月27日に、EDFは、一般裁判所の2018年1月16日付決定を不服として、欧州連合司法裁判所に対して不服申立てを行った。2018年12月13日に当該裁判所は当該不服申立てを棄却し、欧州委員会の決定を追認した。本訴訟はこれをもって最終的に決着した。

2.7 フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2018年度中に主要な経過目標が達成された。

- ・ 冷却機能検査の完了。この検査は、運転開始された際の当該システムの圧力よりも高い240バール超の圧力下における一次システムの漏洩実績検査を含む、膨大な回数の試運転から構成される。
- ・ 2018年4月の原子炉格納建造物の検査成功。これは建造物内の圧力を外気圧の6倍まで上げることによりコンクリート構造体の力学的挙動および気密性を点検する空中検査である。
- ・ ホット機能検査を安定的で一貫した計装制御（I&C）構造の中で行えるように、約250か所の改良を含むI&C構造の統合が、2018年9月初旬に完了した。

設備製造および品質

2018年12月31日現在、原子力部門および従来型の島のほぼすべての設備が用地に引き渡され組み立て済みであった。一次システム向けにFramatomeにより製造された設備の品質に関する状況は、以下の段落に記載している。

容器

容器ヘッドおよび底部における予想を上回る炭素含有量の問題は、EDFの監督下でFramatomeが提出した文書を基に、2017年度上半期中にフランス原子力安全当局（Autorité de Sûreté Nucléaire—ASN）の検査を受けた。ASNが任命した専門家集団の意見に基づいて、ASNは2017年10月11日に意見書を公表し、容器ヘッドおよび下端部の力学特性は、事故の場合も含め、その用途に適合していると結論付けた。

2018年10月9日に、ASNは以下を認可した。

- ・ 容器底部の試運転。機能点検を条件とする。
- ・ 容器ヘッドの試運転。容器底部の点検に匹敵する点検の技術的な実施可能性が示されない限り、2024年までの限定的な運転期間とする。

容器ヘッドの稼働中点検が工業的に実施可能であれば現在の容器ヘッドを保持することについて、2019年度後半にASNの承認を求めるため、EDFは現在、当該点検の開発に取り組んでいる。承認が得られなければ、EDFは取替用容器ヘッドの製造に要する費用の一部または全部につき引き続き責任を負う可能性がある。当該費用は、それが発生する場合には発電所の試運転後も発生するため、目標建設費用には含まれない。EDF SAは本件に関し、AREVA SAを相手取り、仲裁手続きを開始した。

主要な二次システムの接合部における破断防止および品質上の欠陥

2017年11月30日にEDFは、ASNに対し、蒸気発生器において発生した蒸気をタービンに送る、フラマンヴィル3 EPRの二次システムの接合部における品質上の欠陥の発見に関し重要事象を宣言した。

このシステム（主要な蒸気配管）は、設計、製造および稼働中監視についてより厳しい要件を備えた「破断防止」概念に従って設計、製造された。これらのより厳しい要件は、EDFが要求したものであり、当該システムの建設に関する「高品質」要件により補強されている。

これらの要件は設計段階で適用されたが、接合部の作業において適切に取り入れられなかった。当該要件に合致しないことは、必ずしも原子力圧力装置規則への準拠性違反とはならない。

2018年3月21日からの初回総合検査の間に、EDFは、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次システムにおける配管上の接合部において、他の品質上の欠陥を発見した。この初回総合検査は、発電所の試運転に先立ち法的に強制されるものであり、主に一次および二次システムにおける接合部の検査を含む。これにより運転開始前の発電所の状態に係る初回基準値報告書が作成される。

業界慣行に従い、当該接合部は当該システムの製造を担当した請負業者共同体により点検されており、各業者は作業終了時に適合宣言を行っていた。

2018年4月10日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、EDFはASNに対し、当該接合部の実績点検における欠陥の発見に関し重要事象を通知した（主要な二次システムの一部は「破断防止」要件の不十分な適用により既に該当していた）。

これを受けてEDFは、2018年度第2四半期中に、主要な二次システムに関係する150か所すべての接合部について追加検査を開始した。これら150か所の接合部のうち

- ・ 87か所の接合部は、要件に適合していた。
- ・ 33か所の接合部には品質上の欠陥があり、修理が必要であった。現場における当該接合部の修理作業は2018年7月下旬に開始された。
- ・ EDFはまた、この他に欠陥はなかったがEPR設計段階においてEDFが定義した破断防止要件に合致しない20か所の接合部について、やり直しを決定した。最初の接合部に関する修正届がASNに送付され、現場における修理作業は2018年11月に開始された。
- ・ これ以外の10か所の接合部について、EDFは、当該発電所の全操業期間にわたる高水準の安全性を確保するための特定の検証方法を詳述した提案をASNに提出した。最終分析の後、この数は8か所に減少した。また、点検により、当該8か所の接合部のうち1か所に小さな品質上の欠陥があることが判明した。ASNはEDFの特定の検証方法について、今後数か月以内に綿密な調査を行う予定である。

試運転の予定表および建設費用

2018年7月25日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、当グループは当該検査に関する更新情報を提示し、フラマンヴィルEPRの予定表および目標建設費用を修正した。

- ・ 核燃料装填の目標日は、2019年度第4四半期末に予定され、運転開始およびホット機能検査は2018年度後半に予定された。
- ・ 目標建設費用は105億ユーロから109億ユーロに変更された（2015年のユーロにより、借入費用を除く）。

2019年1月21日に（EDFの同日付プレスリリースを参照）、EDFは、ホット機能検査の予定が変更となり現在は2019年2月後半中に開始される予定である旨を発表した。

予定表および見積建設費用は、引き続き逼迫している。これには上述の通り、ASNからの認可受理の予定表も含まれる。当該認可は、当グループの2019年1月31日付プレスリリースに記載された通り、他の要因の中でも、主要な二次システムにおける接合部の修理についてEDFが提案した方法に関するASNの検査の完了を条件としている。

2019年1月29日に、ASNの委員長は、主要な二次システムにおける接合部の妥当性確認プログラムに関する声明書をASNが2019年5月に公表する予定であることを発表し、以下のように述べた。「原子炉容器建造物構造内の8か所の接合部についても、やり直しが必要と判明した場合には、最終期限に間に合うことは不可能である」。フラマンヴィルEPRにおける進展、特に予定表および建設費用に関する詳細な更新情報は、ASNの声明書公表後に公表される。EDFは現在のところ、提案した方法をASNが妥当と認めない場合の影響を評価する立場にない。

2.8 FRAMATOMEの75.5%の取得

AREVA SA、AREVA NPおよびEDFは、2017年12月22日付で、AREVA NPの100%子会社である「NEW NP」（2018年1月からFramatomeに改称）に対するEDFの独占的支配権を与える持分のEDFへの売却を完了した。

EDFによるFramatome資本の75.5%の取得は、金融債務を移転しない、調整後評価額24.7億ユーロ（資本の100%）を基礎とした。この価格は、2017年度の予測EBITDA⁽¹⁾の8倍相当であった。

(1)取得した事業から大型プロジェクトを除く経常的なプロフォーマEBITDA。

2018年12月31日現在の購入価格は、26億ユーロ（資本の100%）で確定している。これは、EDFの取得費用（資本の75.5%）を含み、以下の理由により当初見積額（注記18.1脚注(1)を参照）を94百万ユーロ上回る。

- ・ 取引完了日（2017年12月31日）時点の確定後の財務諸表に基づく価格調整。
- ・ 見積アーンアウト支払額。その一部は購入完了日後に測定される業績目標の達成度に応じ、245百万ユーロを上限とする最終的な金額は2019年度中に確定する予定である。
- ・ 2017年12月22日付売買契約書においてEDFがAREVA NPから受けた一定の保証の見積額。

2018年2月3日に、Teollisuuden Voima (TV0)は、欧州一般裁判所に対し、EDFのFramatome取得を認めた欧州委員会の2017年5月29日付決定が集中抑制規則に違反しているとの理由で、その取消しを求める訴訟を提起した。TV0は後日この訴訟を取り下げ、当該訴訟を登録から削除した旨の当該裁判所の2018年5月16日付発表が5月末に公表された。

注記3．フランスにおける規制の変更

3.1 フランスの複数年エネルギー計画（PPE）

2019年1月25日に、フランスの環境連帯移行大臣は、2015年に採択されたフランスのグリーン成長のためのエネルギー移行法により導入されたエネルギー政策の監督手段であるPPEの草案を公表した。原則として、PPEは2つの連続した5年間を対象とする。2016年10月に公表された最初のPPEは、このルールから離れて、2つの連続した3年間および5年間、それぞれ2016年-2018年および2019年-2023年を設定した。改訂後のPPEは未確定であるが、2019年-2023年および2024年-2028年の期間を対象とする予定である。当該PPE案は、複数年エネルギー計画および国の低炭素戦略に関する政府目標を提示した同大臣の2018年11月27日付プレスリリースを受けたものである。

原子力発電に関しては、フランス政府は現在、国の電力構成に占める原子力の割合を50%にする目標達成の期限を2035年に設定している。その結果、この目標はエネルギー法において変更される予定である。これを達成するためには、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖を「設置済の原子力発電所に係る上限を適用して、フラマンヴィールEPRの操業開始を可能とするため、2020年春までに」行う件を含め、2035年までに核原子炉14基を閉鎖しなければならない。

これらの閉鎖の予定表は、該当する原子炉の第5回10年検査の時期と連携している。ただし、2基の原子炉については、安全供給の基準が遵守されていれば、PPE第2期中の2027年および2028年に閉鎖される予定である。電力価格および欧州電力市場の動向に関する一定の条件が満たされた場合には、さらに2基の原子炉もまた、2023年の決定により2025年-2026年に閉鎖される可能性がある。

PPE確定稿には、これらの原子炉閉鎖の優先用地名が記載される予定である。すべての閉鎖は、主として地域発展の新たな原動力を育てるための環境移行契約による、関係地域への国の支援を伴う。

PPE案は現在、2019年における採択および法規制化が可能となる前段階の、協議プロセスを経ている最中である。

上述の施策が最終的な法規制において追認された場合、その採択のEDF財務諸表にとっての主な結果は、原子炉2基の閉鎖予定日の、第5回10年検査前である2027年および2028年への変更の認識である。これは、見積変更時点で原子力引当金の額に影響を与え、該当する2基の減価償却期間を将来に向かって変更する。この状況は当該発電所の原子炉2基の閉鎖を数年前倒しにすることから、様々なシナリオの検証によって、原子力引当金、特に廃炉引当金に対する潜在的影響額は、関連する貸借対照表資産への調整を通じて、数10百万ユーロの増加となり得ることが示唆されている。

フランス政府は、既存の原子力発電所に関する新規規制システムの条件を提案する予定である。それは、過去の原子力発電所に対して行われた投資の競争上の優位性から消費者が恩恵を受けることを可能にすることによって2025年以降の市場価格上昇から消費者を守り、その一方で、EDFに対しては、発電施設の経済的持続可能性を確保し、低価格シナリオにおいてPPEの要求事項を満たすための財務能力を与えるものである。

PPE案はまた、以下を明記している。「政府は業界とともに、新原子力発電のコスト、他の低炭素発電方法との関連で見たその長所および短所、可能性ある資金調達モデル、新原子炉プロジェクトおよび公開協議に関するプロジェクト管理様式、ならびに潜在的な新原子力発電所により生み出される廃棄物の管理に関する事項の諸問題を検証するための作業プログラムを2021年半ばまでに実施する。この情報に基づき、またエネルギー状況の展開に依存して政府は、原子力施設向け更新プログラム開始の適合性に関する決定を下す予定である」。

化石燃料火力発電に関しては、PPE案の下では最後の石炭火力発電所が2022年までに閉鎖され、今後、化石燃料を使用する新たな発電所の認可は下りない。

これらの施策が最終的な法規制において追認された場合、その採択のEDF財務諸表にとっての主な結果は、フランスのル・アーヴルおよびコルドメでEDFが運営している石炭火力発電所の減価償却期間の将来に向かっての変更の認識（2019年-2022年の期間にわたる年間減価償却費約200百万ユーロの増加）である。ただし、EDFは、当該発電所のバイオマス発電所への転換の可能性を検証している。2019年1月24日開催の会議の終了時に、EDFおよび環境連帯移行大臣は、エココンバスト・プロジェクトに係る決定に至るまでの作業プログラムを承認した。

EDFの2019年1月29日付プレスリリースにおいて発表された通り、現在から2019年秋までの間に当該作業プログラムは、この転換プロジェクトのための技術的試験、環境影響研究および経済モデルの妥当性確認に資することとなる。当該期間の後、技術上、経済上および環境上の結論が満足なものであれば、政府および地域社会との会議開催を経て、EDFは、2022年の燃料生産開始を目指して工業化段階に着手する。エココンバスト・プロジェクトは、現在石炭を燃料としている温熱ないし発電施設の運営に利用可能な革新的、環境保護的な燃料の生産に関係している。フランス北西部、特にブルターニュにおいて電力の安定供給を確保するため、政府から委託されたRTEの研究がフランス西部の電力網の最大消費ピーク時における安全性を確保するために必要であると認めた場合には、生産されたバイオマスの一部または全部が、2026年までに、現在の原子炉向け燃料の80%の供給に利用される可能性がある。

PPE案はまた、再生可能エネルギーの開発ペースにおける重要なステップアップ目標も設定している。

3.2 フランスの規制電力販売料金－「青色」料金

国務院の2018年5月18日付決定

Anode（全国小売エネルギー事業者協会）およびEngieにより、2016年度および2017年度の料金決定に対する不服申立てが、当該住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制電力販売料金が欧州連合法に反するとの理由で、フランス国務院に提起された。

当該不服申立ての判決に当たり、国務院はその2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則の正当性を確認し、特に規制料金は顧客に市場価格よりも安定的な電力価格を保証するという公共の経済的利益の目的に資するものであると認めた。国務院は、政府の介入がもっと弱ければこの目的を達成できないこと、また、電力会社に消費者への平等な接続を保証する販売料金規制は差別的ではないことを確認した。

ただし、国務院は、料金規制は期間が永久的であり、その適用範囲に、現在は引受電力水準が36kVA未満の大規模事業用地を含む点で不均衡であると認めた。この事実は、2016年7月28日および2017年7月27日付料金決定の一部取消しを正当化する理由として言及された。

この決定の実施は立法府の責任であり、立法府は現在、企業成長のためのフランスの将来の「PACTE法」により、必要な立法措置を準備している最中である。

料金改定

フランス電力市場組織に係るNOME法（フランスのエネルギー法第L.337-4条およびL.337-13条）に準拠して、2015年12月8日以降、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de régulation de l' énergie —CRE）は、規制電力販売料金に係る理

由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

2018年度の料金改定については、NOME法に準拠して、2018年1月11日にCREは、「青色」規制料金の住宅顧客向け0.7%および非住宅顧客向け1.6%の引き上げを政府に提案する決定を公表した。この提案は、2018年2月1日付官報に公布された2018年1月31日付の料金決定により確認され、同日施行された。

2018年夏の料金改定も同じ手続きを経て行われた。2018年8月1日付のTURPE調整を見越し、フランスのエネルギー法を適用して、CREはその2018年7月12日付決定において、住宅顧客向け「青色」規制料金の0.5%引き下げおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金の1.1%引き上げを提案した。

国務院の2018年5月18日付決定に言及して、CREの同決定には、すべての大規模事業用地に関する非住宅顧客向け「青色」料金の段階的廃止が含まれ、「経済および統計分析目的で事業が所属する分類を判定するための基準に関する2008年12月18日付政令2008-1354」に基づく大規模事業の範囲決定のための定義付けが提案された。

CREの提案の全項目は、2018年7月31日付官報に公布された2018年7月27日付の料金決定において承認され、2018年8月1日付で施行された。

CREは、2019年2月12日に公表された2019年2月7日付決定において、住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」規制料金（税金を除く）の7.7%の引き上げを提案した。適用日は未定である。政府はこの決定に異議を唱えるために3か月の猶予を有している。

3.3 供給業者手数料

2017年12月30日付法律2017-1839により供給業者手数料に関するCREの権限が確認されたことを受け、CREは新たに、2018年1月25日付官報に公布された2018年1月18日付決定を公表した。この決定は、配電網管理者が単一契約下の顧客管理について供給業者に支払うべき報酬に関し、以前の2017年10月26日付決定において採用した原則を繰り返し表明した。

これらの決定の内容は、単一契約の市場価格を提示して販売を行うすべての供給業者に適用すべき同一手数料の原則を支持するものである。規制料金のみは、わずかに低い手数料（2019年8月1日までは引渡しポイント当たり6.80ユーロに対し、4.50ユーロ）が提示されることとなり、この差額は2022年8月1日までに段階的にゼロまで低減する予定である。

過去の顧客管理費用（2018年1月1日の前日まで）に関する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて考慮され得る上限と考える金額を設定している。

ただし、2017年12月30日付法律2017-1839は、供給業者が過去の顧客管理サービスに対し電力網管理者から報酬を受け取る可能性を排除することを意図した措置を導入した。

3.4 電力平準化基金

2018年3月22日に、CREは、電力平準化基金に対しEDF SEIおよびÉlectricité de Mayotteが2018年-2021年に行うべき拠出水準に係る協議文書を公表した。当該期間中の電力平準化基金に対するEDF SEIの平均年間拠出額は、計画されているスマート・メーター計測システムを含め、185百万ユーロである。

3.5 公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）

法制上および規制上の枠組み

公共エネルギー・サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果である。その新たな法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は、2016年度以降のフランスの財政法に含まれる2つの国家予算項目を通じて補償されることとなる。2019年度の当初の財政法は、2018年度からの継続を示し、2019年度に係る費用について以下の通り規定している。

- ・ 特別「エネルギー移行」予算項目73億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよびバイオガスの購入を義務付けるすべての契約に係る追加コスト、ならびにEDFへの累積補償不足額の払戻しに対する年次拠出金である。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目33億ユーロ。予算の対象は、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く購入義務に伴うコスト（基本的に熱電併給）、およびフランス本土の電力網に接続して

いない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。EDFに返済予定の累積不足額に係る利息も、一般予算を通じて賄われる。

2018年1月1日から、電力の「基本必須」料金およびガスの「特別連帯」料金(Tarif Spéciaux de Solidarité)が廃止され、エネルギー・バウチャー・システムに置き換えられた。このシステムのコストは、EDFの負担ではなく、「公共エネルギー・サービス」プログラムにおいて国家予算の対象となっている。ただしEDFは、2019年度において、脆弱顧客向けの国の住宅連帯基金およびサービスに係る連帯費用を負担する。

2019年度において、この公共サービス費用補償のメカニズムは以下の財源を有する。

- 再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに対応するエネルギー移行関連コストおよび、2015年12月31日現在で測定されたEDFが負担した過去の累積補償不足額の払戻しは、2015年度改正財政法により創出された特別「エネルギー移行」予算項目に組み込まれる。2016年12月29日付法律第2016-1917（2017年財政法）は、この特別予算項目のための追加的資金調達を賄う2つの財源を、石炭、褐炭およびコークスに係る内国税（TICC）の一部、ならびにエネルギー製品に係る内国税（TICPE）の一部と規定した。2019年財政法では、予測税収の不確実性を回避するためにTICCとTICPEの比率を一定金額に置き換え、またエネルギー法第L.314-14-1条により認められる発電源証明の競売収入を含めることにより、「エネルギー移行」予算項目の財源を拡大している。
- その他の公共サービス費用は、再生可能エネルギー向け補助金メカニズムに関連する費用（燃料不足、フランス本土の電力網に接続していない地域における料金平準化、熱電併給、エネルギー・オンブズマン向け予算等）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含まれる。CSPE税は、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者に直課され（そして電力供給業者から集金され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者に直課される。
- CSPE税の水準は、2019年度において2018年度と同水準であり、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、8種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備からの炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり0.5ユーロから12ユーロに設定されている。

購入義務契約の締結および管理に関連するコストは、2017年度以降と同様に、2019年度も補償対象として適格である。これは年間約45百万ユーロの金額に関連する。

これらの施策に加え、2018年改正財政法は、2018年度の公共サービス費用について国が支払った補償金額を下方修正した。これらの費用は、2017年7月の当初見積りから2018年7月の改訂後見積りまでにおける2018年の電力市場価格の上昇により、生産者に支払うべき購入義務料金と電力市場価格の差異が自動的に縮小したことから、大幅に減少していた。同じ理由から、2018年度に国は、2017年7月に見積った2017年度費用と2018年7月に算定された実際の2017年度費用との差額についても、2018年度の補償金額を減額した。

EDFが負担する公共サービス費用

EDFへの補償対象費用（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）の2018年度の額は6,554百万ユーロである。

2018年度中の受取額（払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く）は合計6,919百万ユーロ（特別「エネルギー移行」予算項目4,610百万ユーロおよび一般予算2,309百万ユーロを含む）であった。

2015年12月31日現在5,780百万ユーロの累積補償不足額に対応するEDF債権の払戻スケジュールは、2016年5月13日付省議決定により規定され、2016年12月2日に改定された。このスケジュールに基づき、当該債権は2020年度までに全額払い戻される予定である。2016年12月22日にEDFは、この債権の一部（15億ユーロ）を政府が承認した「ダイイ法」の割当先2グループへの割当を通じて証券化した。その結果、2017年1月1日以後、EDFは、払戻スケジュールに規定された政府が支払う当該債権の払戻額の73.6%を受け取っている。残額は直接購入者に支払われている。

2018年度中に、政府はEDFに対し、当該金融債権の元本金額のうち1,217百万ユーロを支払った。この金額は、2018年度の払戻スケジュールに関する1,194百万ユーロおよび、2018年1月2日に支払われた2017年度の払戻スケジュールに関する23百万ユーロから成る。1,194百万ユーロの受取額は、払戻スケジュールに基づき2018年度に支払期限が到来する額に相当する。2018年12月31日現在、当該金融債権残高のEDF持分は2,014百万ユーロであった。

最後に、公共エネルギー・サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2018年7月12日にCREは、2017年度の公共サービス費用（6,475百万ユーロ）を記録し、かつ2018年度の改訂費用予測（6,940百万ユーロ）および2019年度の費用予測（7,206百万ユーロ）を提供する決定2018-156を公表した。

3.6 発電容量メカニズム

フランスの発電容量メカニズムは、2017年1月1日付で発効した。これは、フランスのエネルギー法により、国の電力の安定供給を確保する目的で導入された。

2016年11月8日に、欧州委員会は、提案されたフランスの発電容量メカニズムの提案を、同国による新規発電容量に関する7年証書契約の導入、国外発電容量の容認、および市場操作の予防措置の実施を条件に、承認した。

2018年度向けの発電容量の競売が、2017年および2018年において数回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。売買された取引量は、2017年11月において10.96GW、価格kW当たり9.31ユーロ、2017年12月において10.25GW、価格kW当たり9.38ユーロ、および2018年4月において1.17GW、価格kW当たり9.38ユーロ（2018年度の市場参照価格はkW当たり9.34ユーロ）であった。

2019年度向けの発電容量の競売が、2017年および2018年において数回、欧州電力取引所（EPEX SPOT）において行われた。売買された取引量および関連する価格は、以下の通りであった。

競売日	取引量 (GW)	価格 (kW当たりユーロ)
2017年12月	1.22	13.00
2018年3月	1.24	18.50
2018年4月	2.65	18.24
2018年6月	4.99	18.50
2018年9月	5.22	18.50
2018年10月	5.48	16.77
2018年12月	5.91	18.05

引渡し年度前の最終回である2018年12月13日の競売の後、2019年度の参照価格はkW当たり17.37ユーロと判明している。

これらの発電容量競売と並行して、店頭市場も存在する。

EDFは、これらの競売にその開始時から参加している。競売収入は全額、商品売上高に計上されている。

発電容量価格は、顧客が規制販売料金によるか市場価格契約によるか、また他の電力供給業者の契約を経由しているかを問わず、EDFのすべての顧客契約を通じて転嫁されている。

3.7 省エネ証書

フランスの環境・エネルギー・海洋担当省により発行され、2017年5月3日付官報に公布された、2017年5月2日付政令2017-690は、2018年1月1日から2020年12月31日までの省エネ義務の第四期に係る義務水準を設定している。この3年間の全体的な義務水準は、「標準」義務1,200TWhc、エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務400TWhcであり、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから、当該政令によって大幅に増加した。

エネルギー販売者は、エネルギー効率の高い操業により消費者を支えること、政府が承認した省エネ証書の仕組みに資金を供給すること、適格な参加者から証書を購入すること、という3つの方法により、その義務を履行することができる。過去の期間に獲得した証書の余剰「在庫」も、義務の履行に反映される。期末現在で不足がある場合、義務対象参加者は、エネルギー法第L221-4条に規定する不足について、MWhc当たり15ユーロの罰金を財務省に支払わなければならない。これは現在の標準義務コストの約2倍である。

EDFは、2018年度において2017年度を大幅に上回る数の省エネ証書を獲得し、国の設定目標を達成するため、証書の獲得数を更に増やす所存である。しかし、義務水準の大幅な増加に加え、省エネ証書市場が現状では厚みがなく将来の流動性が不確実であることから、EDFは、当該制度の第四期に関して証書不足のリスクにさらされている。

3.8 ARENH

2018年度の引渡しに関するARENH申請は合計96.3TWhであり、87.1TWhが最終顧客への供給目的、および9.2TWhが電力事業者に対する電力網損失の補償目的であった。

これらの申請は、ARENH価格（MWh当たり42ユーロの発電容量保証を含む）が2018年度の先物ベースロード価格と比較して競争上優位な時期（2017年9月上旬以降）に行われた。

2018年11月のARENH申請については、代替供給業者による要請量合計がEDF子会社を除いて132.98TWhと法定上限を超え、EDFは2019年度に、競合他社の最終顧客への供給目的で、ARENHの最大取引量である100TWhを引き渡す予定である。電力網損失を補填するための申請は20.4TWhであった。

2018年10月25日付決定2018-222において、エネルギー法の求めに従いCREは、申請が法定上限を超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。当該決定は、2018年11月にARENHの超過申請があった場合には、削減は当該期間に行われた新規のARENH申請のみに適用され、EDFが支配する子会社の超過申請はすべて削減される（これは配電業者には適用されない）旨を規定した。最後に、EDFが支配する子会社は、ARENHシステムおよび供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨が明記された。この削減メカニズムは、適用された場合には、規制販売料金の決定時における市場価格への参照をより影響力のあるものとし、また、他のすべての事項を一定として、エネルギー要素の価格を上昇させる。

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)	2018年度	2017年度
エネルギー売上高(1)	42,630	40,131
商品およびサービス売上高	2,244	2,240
売上高	44,874	42,371

(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。

2018年度における売上高の増加は主に、数基の原子炉休止によりマイナスの影響を受けた2017年度に対する2018年度の原子力発電の著しい増加（+14.1TWh）および水力発電の増加（正味+9.2TWh）に起因する市場売上高の増加を反映している。これはまた、相当量の販売量の影響に主に起因する購入義務の再販売売上高の増加、提示市場価格に対する有利な価格の影響、および義務コストの増加に関連した、提示価格のうち省エネ証書要素の増加にも起因している。

注記5．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
営業補助金	6,566	6,558

営業補助金は、主に、公共電力サービスに対する拠出金（CSPE）に関して、EDFが受け取ったか受け取る予定の補助金から構成される。財務諸表上、この補償は、2018年度に6,554百万ユーロ（2017年度に6,547百万ユーロ）の利益に反映されている。この安定は、主に太陽光および風力発電エネルギー購入量の増加が電力市場価格の上昇により相殺されて、購入義務に関する補助金が増加したことに起因している。別の要因には、電力の「基本必須」料金(Tarifs de première nécessité)とガスの「特別連帯」料金(Tarifs spéciaux de solidarité)の廃止による影響がある。これらは、EDFがコストを負担しないエネルギー・パワー・システムに置き換えられた。

注記６．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)

リスク引当金の戻入

年金および類似債務

使用済燃料管理

放射性廃棄物長期管理

原子力発電所の廃炉

化石燃料火力および水力発電所の廃炉

その他費用引当金

費用引当金の戻入

減価償却の戻入

引当金および減損の戻入額合計

2018年度	2017年度
174	382
954	998
986	851
260	236
138	131
35	49
113	122
2,486	2,387
336	462
2,996	3,231

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)

その他の営業収益

費用振替額

合計

2018年度	2017年度
743	740
107	83
850	823

注記８．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
購入燃料使用分(1)	3,172	3,186
エネルギー購入(2)	17,057	15,870
サービスおよびその他購入品使用分(3)	17,181	17,667
購入およびその他の対外費用	37,410	36,723

- (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) エネルギー購入は電力購入義務を含んでいる。エネルギー購入の増加は主に、購入義務およびガス購入の水準増加によるものであり、原子力および水力発電量の増加に伴い市場での購入水準が低下したことにより一部相殺された。
- (3) サービス購入は子会社であるEnedisが請求する配送網接続料を含んでいる。引渡しを除くと、サービス購入は2018年度において126百万ユーロ減少した。

注記９．法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
給与・賃金に対する税金	180	174
エネルギー関連の税金	1,240	1,249
地域経済拠出金	505	417
資産税	433	413
その他税金	304	314
法人所得税以外の税金	2,662	2,567

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
給与・賃金	3,711	3,831
社会保障費	2,854	2,923
人件費	6,565	6,754

人件費の減少は、主に従業員数の減少を反映している。

	2018年度			2017年度	
	管理職	その他	合 計	合 計	
IEG従業員	27,388	33,371	60,759	62,493	
その他	1,879	2,289	4,168	4,084	
平均従業員数	29,267	35,660	64,927	66,577	

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)	2018年度	2017年度
無形資産償却費	235	216
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有(1)	2,991	2,864
－委譲運営(2)	272	260
固定資産減価償却費および償却費合計	3,498	3,340
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用	33	26
減価償却費および償却費合計	3,531	3,366

- (1) 石油火力発電所の閉鎖による2017年度の加速償却115百万ユーロを含む。
(2) この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

11.2 引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
リスク引当金(1)	1,125	78
年金および類似債務	832	889
使用済核燃料管理	488	443
放射性廃棄物長期管理	48	118
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	52	2
火力および水力発電所の廃止	22	19
その他費用引当金	120	160
費用引当金	1,562	1,631
減損	253	366
引当金および減損合計	2,940	2,075

- (1) 2018年12月31日現在の増加は主に、Dunkerque LNGとの長期契約に関する737百万ユーロを含む供給および販売契約に関係している（注記2.1および27を参照）。

注記12. その他の営業費用

その他の営業費用は、2018年度に1,743百万ユーロ（2017年度に1,644百万ユーロ）であり、特に、回収不能債権に係る損失、ソフトウェアに係るロイヤルティ、当年度中の省エネ証書利用に関するコスト、および撤去または廃棄済資産の正味帳簿価額を含んでいる。2018年度におけるその他の営業費用の変動は、主に省エネ証書に関するコストの上昇に起因する。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2018年度	2017年度
投資による収益(1)	2,804	1,828
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)	607	496
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)	(948)	(1,325)
引当金および減損戻入額ならびに費用振替額(4)	315	948
為替差損益	(330)	(172)
・差益	1,239	2,256
・差損	(1,569)	(2,428)
市場性のある有価証券売却益	(135)	(140)
・純利益	7	18
・純損失	(142)	(158)
金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(5)、以下を含む：	(4,069)	(2,623)
・従業員給付に係る割引費用	(574)	(585)
・原子力引当金に係る割引費用	(2,365)	(1,881)
・投資有価証券—専用資産に係る引当金(6)	(618)	(28)
金融損益	(1,756)	(988)

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- Enedis (2018年度513百万ユーロ、2017年度659百万ユーロ)。
- C3 (EDF Investissementsグループの持株会社) (2018年度116百万ユーロ、2017年度334百万ユーロ)。
- EDF International (2017年度200百万ユーロ、2018年度は相当額なし)。
- EDF Holding (EDF Tradingの持株会社) (2018年度581百万ユーロ、2017年度は相当額なし)。
- PEI (2018年度92百万ユーロ、2017年度101百万ユーロ)。
- EDF Immo (2018年度130百万ユーロ、2017年度234百万ユーロ)。
- CTE (2018年度157百万ユーロ、2017年度60百万ユーロ)。
- EDEV (2018年度926百万ユーロ (Dunkerque LNGの売却による740百万ユーロを含む—注記2.1を参照)、2017年度123百万ユーロ)。
- Dalkia (2018年度90百万ユーロ、2017年度13百万ユーロ)。

(2) 2018年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する46百万ユーロの収益を含んでいる(2017年度64百万ユーロ)。

(3) 減少は基本的に、通貨商品に係る未実現為替差損益の変動(456百万ユーロ)によるものである。

(4) この変動は、主に、EDFが発行した永久債および長期債に係る未実現為替差損引当金の戻入524百万ユーロが2017年12月31日現在で認識されたが2018年度には相当額がなかったことを反映している(注記27を参照)。

(5) この変動は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の割引費用(484)百万ユーロを反映している。

2018年度において、原子力引当金の割引費用は、2017/2018年度の実質割引率の低下が2016/2017年度に比して大きかったこと(2018年12月31日現在は2.4%、2017年12月31日現在は2.6%、2016年12月31日現在は2.7%)により増加した。

(6) この変動は、主に、2018年度における不利な金融市場動向によるものである。

注記14. 臨時損益

2018年12月31日現在、臨時項目により純利益939百万ユーロが生じた。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846百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額65百万ユーロ。

2017年12月31日現在、臨時項目により純利益1,232百万ユーロが生じた。その主要項目は以下の通りである。

- RTE取引完了時のCTE投資有価証券の売却による純利益388百万ユーロ。

- 運用ポートフォリオ管理の一環として実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益872百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額62百万ユーロ。

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。2018年度の連結納税グループは、Enedis、EDF International、EDF RenewablesおよびDalkiaを含む234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の支払義務を負っている。

納税グループの構成企業間の連結納税契約では、その契約が中立的効果を持つものでなければならぬと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならないと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2018年度に756百万ユーロの未収法人所得税を計上した。

その内訳は以下の通りである。

- 2018年度の欠損金に係る未収税金955百万ユーロ。
- 臨時損益に係る未収税金235百万ユーロ。
- 連結納税から生じた調整に係る費用36百万ユーロ。

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2017年度分として2018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)	2018年12月31日 現在	2017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)	(15,385)	(13,925)	(1,460)
- 金融商品および未実現為替差益	(1,067)	43	(1,110)
- その他	(404)	(312)	(92)
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(16,856)	(14,194)	(2,662)
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	3,758	19	3,739
- その他	2,149	1,926	223
標準税率を適用される繰延税金負債合計	5,907	1,945	3,962
- 未課税資産譲渡益、資産譲渡損控除後	-	-	-
- 15%課税の損失引当金繰入額	-	(8)	8
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	-	(8)	8
繰延税金の基礎	(10,949)	(12,257)	1,308
標準税率による将来の税金資産（純額）(2)	3,099	3,338	(239)
軽減税率による将来の税金負債（純額）	-	1	(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25.82%の法人所得税率を適用している。

貸借対照表

注記16. 無形および有形固定資産の総額

(単位：百万ユーロ)	2017年 12月31日 現在総額	増加	減少	2018年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	1,586	303	57	1,832
その他	247	22	10	259
無形資産	1,833	325	67	2,091
土地	119	3	11	111
建物	10,600	346	71	10,875
原子力発電所	56,106	3,322	1,050	58,378
電力網以外の機械および設備	13,091	376	231	13,236
EDF所有電力網	1,027	26	1	1,052
その他	1,590	151	67	1,674
EDF所有有形固定資産	82,533	4,224	1,431	85,326
土地	40	7	-	47
建物	10,032	139	5	10,166
電力網以外の機械および設備	1,570	57	15	1,612
委譲電力網	2,753	127	14	2,866
その他	20	-	-	20
委譲運営有形固定資産(1)	14,415	330	34	14,711
有形固定資産(2)	16,132	5,396	4,263	17,265
無形資産(2)	707	405	336	776
発注に係る前渡金および未成業務支出金	3,004	69	-	3,073
建設中の資産	19,843	5,870	4,599	21,114
無形および有形固定資産合計(3)	118,624	10,749	6,131	123,242

- (1) 委譲運営資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に係る。
- (2) 当年度の投資は、主に既存発電所の装置およびフラマンヴィル3 EPR建設に係っている。進行中の無形資産はEPR2プロジェクトに関する現在進行中の調査281百万ユーロを含む。
- (3) 2018年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3 EPRプロジェクトの資産計上価額は、10,552百万ユーロである(*) (建設中の有形固定資産10,312百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産241百万ユーロ)。これには、建設費用の他、予備部品在庫および関連プロジェクト（特に初回総合検査および北部地域開発）の資産計上額合計328百万ユーロならびに、フラマンヴィル・プロジェクトに関連した開業前費用およびその他の有形固定資産520百万ユーロが含まれるため、取得原価ベースの建設費用は合計9,704百万ユーロである。2018年12月31日現在、稼働中の資産について認識された減価償却費および償却費は50百万ユーロである。

(*) 親会社の財務諸表では利息の資産計上は行われない。

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)	2017年 12月31日現在	増加	減少	2018年 12月31日現在
ソフトウェア	772	229	51	950
その他	128	6	10	124
無形資産	900	235	61	1,074
土地および建物	7,142	255	59	7,338
原子力発電所	39,414	2,303	1,338	40,379
電力網以外の機械および設備	8,448	419	226	8,641
EDF所有電力網	474	28	-	502
その他	989	136	64	1,061
EDF所有有形固定資産	56,467	3,141	1,687	57,921
土地および建物	6,342	142	5	6,479
電力網以外の機械および設備	1,052	29	15	1,066
委譲電力網	1,140	73	13	1,200
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産	8,544	244	33	8,755
建設中の有形資産	188	29	40	177
減価償却費、償却費および減損合計	66,099	3,649	1,821	67,927

17.1 資産に係る減損テスト

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、EDF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の価値は財務諸表にとって極めて重要であり、また2016年1月1日からの「黄色」および「緑色」規制料金の終了以後は市場価格へのエクスポージャーが重要であることから、価値の下落の兆候がない場合にも、減損テストが実施される。

発電所の回収可能価額は、注記1.6に記載した通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2018年12月31日現在5.2%の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られる。現在稼働中の原子力資産（フェッセンハイムを除く）については、EDF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従い、テストにおいて63.2GWの上限に従う。

KW当たり10ユーロの発電容量に対する安定的利益率の仮定が、ベンチマーク・シナリオで使用されるシステムのファンダメンタルズ分析に従って、長期の対象期間にわたり採用される。2018年度に達成された平均競売価格はKW当たり18ユーロであった。

減損テストの結果、市場の対象期間に係る電力価格の上昇および節減計画実施の支えを得て、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示唆された。テスト結果のマージンは、主に長期価格シナリオの低下、および短期的にはARENHシステムが先物価格の上昇に係る価値のすべてを捕捉できないことに起因して、2017年12月31日現在に比して僅かに縮小した。

テストに使用した主要な仮定は、原子力資産の耐用年数、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を含む。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。2018年12月31日現在で実施されたテストはまた、複数年エネルギー計画案で提示された一部の原子力発電所の早期閉鎖に関する提案に係る感応度も考慮に入れた。これはテストの結論に影響を与えなかった。

注記18. 金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在 総額	2017年12月31日現在 総額
投資(1)	59,207	58,594
投資に関連する債権	51	55
投資有価証券(2)	20,790	17,875
その他の投資	286	269
CSPE債権(3)	2,060	3,294
子会社貸付金その他の金融資産(4)	10,485	9,095
金融資産合計、総額	92,879	89,182
投資および関連債権の減損	(307)	(204)
投資有価証券の減損	(716)	(55)
減損合計	(1,023)	(259)
金融資産合計、純額	91,856	88,923

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- Framatome株式評価額における94百万ユーロの増加。2018年12月31日現在、Framatomeに対する75.5%の投資は、購入費用を含み1,988百万ユーロで計上されている。

- EDF Investによる新規投資（注記38.2.5を参照）：

- ・ EDF Nam Theun Holding（ラオスの水力発電ダムを所有）の増資引受（437百万ユーロ）
- ・ C45（英国の風力発電所を所有）の増資引受（99百万ユーロ）。

(2) 投資有価証券の変動は、主に期中の専用資産の取得および売却に対応するものであり、これにより2018度に正味売却益846百万ユーロが発生した（注記14を参照）。これらの利益は専用資産ポートフォリオに再投資されている。

(3) この債権は、公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）における2015年12月31日現在の累積不足額および関連する金融費用から構成されている。払戻スケジュールに従い2018年度中に受け取った払戻額は利息を含め1,281百万ユーロであった（2017年度954百万ユーロ）（注記3.5を参照）。

(4) 2018年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計10,426百万ユーロであり、EDF Internationalに対する6,404百万ユーロ、Dalkiaに対する1,325百万ユーロ、EDF Renewablesに対する1,063百万ユーロ、PEIに対する788百万ユーロおよびEnedisに対する502百万ユーロを含む。

18.2 子会社および資本金の50%以上に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2018年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2017年 12月31日現在 自己資本	2017年度 純利益	2018年度 受取 配当金	2017年度 売上高
I 子会社							
*持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,431	123	926	-
EDF International	25,930	-	100	19,273	(701)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	912	118	92	722
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,080	nm	581	-
Société C3	11,196	-	100	11,434	122	116	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,530	137	130	-
EDF group Support Services	nm	-	100	nm	nm	-	143
CTE	2,705	-	50.1	5,440	203	157	-
C45	99	-	-	-	-	-	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	-	-	-	-	-
その他の会社	1,935	37	100	1,987	62	177	5
*工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	5
Dalkia Investissement	200	77	100	177	24	90	nm
Dalkia France	967	-	100	541	(40)	nm	2,102
Enedis	2,700	-	100	5,077	609	513	14,083
Framatome	1,988	-	75.5	2,391	1	-	-
Edvance	12	-	80	(6)	(6)	-	10
その他の国々							
Emosson	14	14	50	120	-	-	30
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	105	3	-	16
Forces Motrices du Châtelôt	nm	-	50	8	nm	nm	4
*その他の企業(GIE EIFER)	124	121	-	-	-	-	-
合計 I	59,076	249				2,782	

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

CTEはRTEの100%所有会社である。

18.3 子会社および資本金の50%未満に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2018年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2017年 12月31日現在 自己資本	2017年度 純利益	2018年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	59,076	249				2,782
II 投資						
II.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	58	35	289	23	6
合計 II.1	130	58				6
II.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	102	5	nm
合計 II.2	1	-				-
合計 II	131	58				6
投資合計、総額	59,207	307				2,788
投資合計、純額	58,900					

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	17,875	17,825	19,717	20,790	20,136	20,830

2018年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオは、専用資産20,136百万ユーロ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、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

この株式買戻プログラムには、フランス市場監督機関のAMFが要求する流動性契約が含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2017年12月31日現在 総額	増加	減少	2018年12月31日現在 総額
自己株式	37	200	(184)	53

2018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53百万ユーロの3,677,425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			2018年 12月31日現在 総額	2017年 12月31日現在 総額
	1 年未満	1－5 年	5 年超		
投資に関連する債権	2	-	49	51	55
CSPE債権	1,400	660	-	2,060	3,294
貸付金その他の金融資産	1,143	7,657	1,685	10,485	9,095
貸付金および投資に関連する債権	2,545	8,317	1,734	12,596	12,444

[次へ](#)

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在			2017年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,486	(6)	8,480	8,693	(15)	8,678
その他の原材料	139	-	139	123	-	123
その他の貯蔵品	1,438	(183)	1,255	1,186	(179)	1,007
仕掛品その他の棚卸資産	33	-	33	161	-	161
棚卸資産合計	10,096	(189)	9,907	10,163	(194)	9,969

注記20. その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2018年 12月31日現在 総額	2017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	350	93	247	690	786
－営業債権：					
請求額	2,064	-	-	2,064	2,524
未請求受取債権(1)	13,354	-	-	13,354	12,972
－その他の受取債権(2)	5,474	24	178	5,676	5,749
営業受取債権	20,892	24	178	21,094	21,245
現金性金融商品(3)	773	603	1,229	2,605	2,096
前払費用	692	315	442	1,449	1,358
流動資産合計	22,707	1,035	2,096	25,838	25,485

(1) 2018年度は主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。

(2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権4,192百万ユーロおよび公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）に関する債権783百万ユーロ（2017年度1,140百万ユーロ）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)	2018年12月 31日現在	2017年12月 31日現在	増減
自己株式	3	3	-
投資ファンド	2,868	2,650	218
満期3か月以内の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	175	-	175
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	3,468	3,093	375
債券	7,969	7,179	790
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	2,430	1,613	817
総額合計	16,913	14,538	2,375
引当金	(52)	(11)	(41)
純額合計	16,861	14,527	2,334

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)	2018年12月 31日現在	2017年12月 31日現在	増減
市場性のある有価証券	16,913	14,538	2,375
現金および現金同等物	4,619	5,110	(491)
貸借対照表資産小計	21,532	19,648	1,884
ユーロ建投資ファンド	(2,868)	(2,650)	(218)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	(2,202)	(2,125)	(77)
満期3か月以内の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	(175)	-	(175)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	(1,266)	(968)	(298)
債券	(7,969)	(7,179)	(790)
自己株式	(3)	(3)	-
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(2,430)	(1,613)	(817)
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	(16,913)	(14,538)	(2,375)
貸借対照表の「その他の営業債権」に含まれる子会社に対する貸付金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	-	-	-
貸借対照表の「その他の営業負債」に含まれる子会社からの借入金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	(6,182)	(7,985)	1,803
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の期末残高(*)	(1,563)	(2,875)	1,312
為替変動の影響の消去			13
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			(52)
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(*)			1,273

(*) キャッシュ・フロー計算書を参照。

2018年度において、キャッシュ・フロー計算書上、すべての子会社のキャッシュ・ポジションは現在、自立基準を参照して分類されている。

会社が非自立型と判断されるのは、それが持株会社であるか、その売上高の大半がEDFグループ企業との間で生み出されているか、または雇用者の立場を持たない場合である。

非自立型として分類された主要な子会社は、C2、C3、EDF HoldingおよびEDF Internationalであり、自立型として分類された主要な子会社は、Enedis、PEI、SofiloおよびGGFである。

キャッシュ・フロー計算書上、自立型子会社のキャッシュ・ポジションは現在、「現金および現金同等物」からの控除として表示されている。非自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、運転資本の変動の要素に含まれている。

注記23. 未実現為替差損

2018年12月31日現在の未実現為替差損は767百万ユーロであり、主に、米ドルおよび英ポンドの変動を反映している（2017年12月31日現在572百万ユーロ）。

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
2016年12月31日現在	1,055	13,627	2,311	5,517	169	6,132	28,812
2016年度の純利益の配分	-	4	4,412	(4,416)	-	-	-
2017年度の純利益	-	-	-	1,924	-	-	1,924
2017年3月31日の増資	316	3,689	-	-	-	-	4,005
2017年6月30日の増資	73	951	-	-	-	-	1,024
配当金の分配	-	-	1	(1,101)	-	-	(1,100)
2017年12月11日の増資	20	378	-	-	-	-	398
中間配当	-	-	(433)	-	-	-	(433)
その他の変動	-	2	84 ⁽¹⁾	-	(6)	(34)	46
2017年12月31日現在	1,464	18,651	6,375	1,924	163	6,098	34,676
2017年度の純利益の配分	-	41	973	(1,014)	-	-	-
2018年度の純利益	-	-	-	1,591	-	-	1,591
2018年6月19日の増資	41	806	-	-	-	-	847
配当金の分配	-	-	1	(910)	-	-	(909)
中間配当	-	-	(451)	-	-	-	(451)
その他の変動	-	(4)	1	-	3	(42)	(42)
2018年12月31日現在	1,505	19,494	6,900	1,591	166	6,056	35,712

(1) 規則ANC2015-05に準拠したヘッジ会計の適用による影響。

24.1 資本金

2018年12月31日現在のEDFの資本金は1,505,133,838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3,010,267,676株から成っている。資本金のうち83.67%はフランス政府、15.06%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.15%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.12%はEDFが自己株式として所有している。

2018年6月、2017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、82,828,872株の新株発行を受けて資本金が41百万ユーロ増加し、発行プレミアム806百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2018年6月に完了した。

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

2018年5月15日の株主総会において、2017年度について1株当たり0.46ユーロの普通配当の分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払の選択が株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。特別配当の受領権を有する株式の数は、各株主について、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当を含む配当金は1株当たり0.506ユーロである。

中間配当（1株当たり0.15ユーロ）は2017年12月11日に現金または株式（株式による配当オプション）の形態により支払われたため、2017年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.31ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.356ユーロとなった。この未払配当残額は2018年6月19日に支払われた。

フランス政府は、2017年度の分配について、株式による配当を選択した。

2017年度の分配について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は60百万ユーロであった。

2018年11月6日にEDFの取締役会は、2018年度について、1株当たり0.15ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額451百万ユーロで、2018年12月10日に全額が現金の形態により支払われた。

注記25. 追加的自己資本

2018年12月31日現在、追加的自己資本は、2018年10月3日に行われた償還を控除後の2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ5,223百万ユーロおよび3,635百万ユーロ（償還プレミアム控除後）の永久劣後債および2018年度の社債発行合計1,250百万ユーロから構成されている（注記2.3および2.4を参照）。

2018年12月31日現在、為替変動、償還プレミアムの当年度償却額および上記の取引を調整後の追加的自己資本は10,620百万ユーロである。

永久劣後債の持参人に対する支払額は、2018年度に合計551百万ユーロであった（2017年度551百万ユーロ）。この費用は「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」に計上されている（注記13を参照）。

永久劣後債

（単位：百万通貨単位）

発行日（月/年）	金額	通貨	償還オプション	利率
01/2013	338	ユーロ	7年	4.25%
01/2013	1,250	ユーロ	12年	5.38%
01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.00%
01/2013	3,000	米ドル	10年	5.25%
01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
01/2014	662	ユーロ	8年	4.13%
01/2014	1,000	ユーロ	12年	5.00%
01/2014	750	英ポンド	15年	5.88%
10/2018	1,250	ユーロ	6年	4.00%

注記26. 特別委譲負債

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
資産の現物評価額	108	107
再評価差額	840	860
追加減価償却額	240	198
水力発電委譲資産に対する権利	1,188	1,165
資産の現物評価額	1,746	1,695
運営者による供与資金の未償却分	(1,073)	(1,026)
委譲者による供与資金の償却	332	319
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	6	6
公共配電委譲資産に対する権利(1)	1,011	994
特別委譲負債合計	2,199	2,159

(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)	2017年12月 31日現在	増加		減少			その他	2018年12月 31日現在
		営業(1)	金融(2)	使用	戻入	金融		
未実現為替差損引当金	572	-	215	-	-	(20)	-	767
契約損失引当金	510	900	14	(89)	(39)	-	150	1,446
その他リスク引当金	302	225	-	(9)	(37)	-	(150)	331
リスク引当金	1,384	1,125	229	(98)	(76)	(20)	-	2,544

(1) 契約損失引当金の増加は主に、Dunkerque LNGとの長期契約に関係している（737百万ユーロの増加、注記2.1を参照）。

(2) 未実現為替差損引当金の増加は主に、永久債に係る損失に関係している（2018年度に178百万ユーロの増加）。2017年度には、発行した永久債および長期債に係る当該引当金の戻入524百万ユーロが計上された（注記13を参照）。

注記28. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDFにより、原子力発電所について設定されている。

注記1.15に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFは長期債務の財源確保のための専用資産のポートフォリオを保有している（注記38を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に依存して、ある程度のリスクおよび未知の事項を織り込む。費用の評価にはまた、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 法律、特に安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更、ならびに、原子力費用の資金調達。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理当局ANDRA（Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs）による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上限の観点から）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2017年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(2)	2018年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用	戻入		
使用済燃料管理引当金	10,786	488	651	(784)	(202)	(241)	10,698
廃棄物除去および調整引当金	726	10	43	(29)	-	1	751
放射性廃棄物長期管理引当金	8,814	38	826	(231)	-	399	9,846
核サイクル終了引当金	20,326	536	1,520	(1,044)	(202)	159	21,295
原子力発電所廃炉引当金	14,920	52	752	(138)	-	399	15,985
炉心核燃料引当金	2,387	-	97	-	-	42	2,526
廃炉および炉心核燃料引当金	17,307	52	849	(138)	-	441	18,511
原子力発電関連引当金	37,633	588	2,369	(1,182)	(202)	600	39,806

(1)割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,534百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に認識された2018年度の実質割引率の変更による影響(835百万ユーロ)(時の経過による割引の戻入れ)から構成されている。

(2)その他の変動は、主に以下を含む。

- ・使用済燃料処理から生じる廃棄物の一時貯蔵を対象とする引当金の、放射性廃棄物長期管理引当金の一部としての組替(298百万ユーロ)。
- ・関連資産がある引当金に関する2018年12月31日現在の実質割引率の変更による影響(718百万ユーロ)。

EDF以外の施設について

- ・EDF、COGEMA(現Orano Cycle)およびフランス原子力エネルギー庁(Commissariat à l'Énergie Atomique—CEA)は、2004年12月に、マルクルのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとしてEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。
- ・EDF、AREVAおよびAREVA NC(現Orano Cycle)は、2008年12月および2010年7月に、ラアグ施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をAREVA NCに移転するための法律上および財務上の条件を定義する2本の契約に署名した。当該契約を適用してEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をAREVA NCに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。

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の混合酸化物)燃料の形で再利用することである。

EDFの要請に応じてOranoにより処理される量(年間約1,100トン)は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料引当金は以下に関連するサービスを対象としている。

- ・EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・処理(再利用可能な物質の調整および貯蔵を含む)

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料(原子炉内にある未照射部分を含む)のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたOranoとの契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。

2018年度において取締役会は、(新産業計画の利用可能性を待って2013年度に一時停止された)再処理ウランの再利用の再開を承認した。初回の燃料集合体の装荷は2023年に予定され、技術的適応および原子力安全当局からの必要な認可を条件とする。対応する契約は、2018年度第2四半期中に各供給業者との間で署名された。

使用済燃料管理引当金のうち再処理ウランに関連する部分は、燃料再利用の再開に関するすべての産業上、規制上および経済上の条件が充足された時点で戻入されるが、EDFは当該条件の一部の充足に関しては管理不能である（現状では事前の予定表は設定されていない）。

これらの引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存施設では現状では再利用できない使用済燃料、すなわち、濃縮加工から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。

原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付命令を改正した2018年12月28日付省令の公布を受けて、2018年度に、使用済燃料処理から生じる廃棄物の一時貯蔵を対象とする引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金の一部として組み替えられている（298百万ユーロに関連する）。

28.2 廃棄物除去および調整引当金—放射性廃棄物長期管理引当金

廃棄物除去および調整引当金

廃棄物除去および調整引当金は、2017年1月1日から区分掲記されている。

当該引当金は、操業または廃炉から生じる放射性廃棄物（使用済燃料とは別の）に関する以下の将来費用を対象としている。

- ・ 廃棄物の特性解析および調整
- ・ 廃棄物の一時貯蔵。

放射性廃棄物の調整および中間貯蔵施設のための装置組立(installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés—ICEDA)が2018年12月に完成し、現在、使用前検査を実施している最中である。EIP設備（利益の保護に重要な設備）の識別に係る情報は、現在ASNに提出済みの試運転認可申請（DAMS）に追記されている。目標は、当該貯蔵施設の2019年9月開設である。

放射性廃棄物長期管理引当金

当該引当金は、以下のための将来の費用に関係している。

- ・ EDFが運営する原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
 - ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の一時貯蔵（2018年度に298百万ユーロで使用済燃料管理引当金から組み替えられた（注記28.1を参照））、除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および発電所の廃炉またはラアグにおける使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,278	1,161
長寿命低レベル廃棄物	292	265
長寿命中高レベル廃棄物	8,276	7,388
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	8,814

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般にがれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、ANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の国家計画の下で更なる調査が計画されている。さらに、長寿命低レベル放射性廃棄物管理に関する全般的な業界の計画が、2019年度末までに提出される予定である。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、Orano、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、廃棄物産出業者が提案した技術的最適化について検討した後、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）が2014年度後半に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメントおよび、アプローチに隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ANDRAが、ASNの設定した安全基準に準拠して、原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

この省令の公表により、2015年12月31日現在のEDFの財務諸表上の引当金に820百万ユーロの調整が必要となった。当該省令により設定されたCigéoプロジェクト費用は財務諸表においてEDFが従来用いていた見積ベンチマーク費用208億ユーロを置き換えている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

現在、ANDRAおよび株主との間で将来の施設設計調査が行われている。これは、技術上および経済上の最適化および2016年4月にANDRAがASNに提出した安全オプション報告書への対応を含む。2016年7月11日付法律もまた可逆性概念について明確化した。2017年にANDRAは、予備的プロジェクトの基礎となる新たな構造を選択した。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の建設申請は2019年度中に行われ、2022年度に承認が下りる見込みである。工業上のパイロット・フェーズが2026年度に開始された後、2031年に最初の廃棄物パッケージが受け入れられる予定である。

2018年1月11日に、ASNは、Cigéo安全オプション報告書（DOS Cigéo）に対する意見を公表した。ASNは、当該プロジェクトが当該段階において全体として十分な技術的成熟に達しているものと判断し、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して当該提案に対する代替案の検証を求めた。2019年度のCigéo設置許可申請の提出に先立ち、2018年9月に、現在の瀝青廃棄物の管理実務について、瀝青廃棄物およびその挙動に関する知識、中和処理、ならびに貯蔵の取決めの3つのテーマに焦点を当てて報告書を作成する専門家集団がDGECにより任命された。

28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律、2007年11月2日付政令2007-1557およびフランスの環境法（第L593-25条以降）により管理されている。これは各用地での以下の業務を含む。

- ・ 閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
- ・ 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、基本的な原子力施設の操業フェーズ中に行われる最終的な閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- ・ 廃炉申請は当局および公聴会によって検討され、その後、廃炉を承認する単一の法令が出される。
- ・ 解体業務独自の正式な安全手続きに含まれる、ASNの主要な進捗レビュー。
- ・ 運営担当者とは独立した、ASNによる監査対象となる運営者の社内承認手続き。これによって、承認された安全手続きに先立ちいくつかの特定の作業の開始が認められる。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点で、基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外するために、当該施設の分類を解除する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L1333-1条（放射線防護）および環境法第L110-1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。

進行中の作業は、現在の原子力発電所より前に建設され操業していた発電所（「第1世代」発電所）、ならびにスーパーフェニックス発電所およびシノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェイ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、新たな方法および技術の開発を要し、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この原子炉は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

フェッセンハイムの予備的廃炉計画および第4回定期レビュー（RP4）に関する優先領域は、2018年7月にASNに提出された。廃炉およびRP4文書の提出目標は2020年度半ばである。

連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)、リスク軽減等について詳述した研究報告とともに、現在、最終化の最中である。

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)	2017年度	増加		減少	その他の 変動(2)	2018年度
		営業	財務(1)	使用		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	11,616	-	482	(17)	399	12,480
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,304	52	270	(121)	-	3,505
原子力発電所廃炉引当金合計	14,920	52	752	(138)	399	15,985

(1)時の経過による割引の戻入れおよび、関連資産がない引当金に関する正味割引率の変更による影響。

(2)これらは、対応する有形固定資産の調整を伴う見積りの変更（注記1.15.1を参照）または引当金の組替である。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局(Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC)の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げることが可能となった。

当該見積りの算定に使用された主な相互効果およびシリーズ効果の性質は、以下に説明する通りである。

相互効果には、以下のように数種類の効果がある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度廃止する必要はない、という事実に関連する。構造的に、同一用地の一組の原子炉の廃炉に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の廃炉の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が廃炉される場合に全く増加しない。これは通常、調査コストおよび用地の安全な作業条件を維持するコストである。
- ・ 集中型施設における（例えば、主要部品の解体等に係る）廃棄物処理に係るコストは、廃炉場所に数件の廃棄物処理施設を有する場合を下回る。

シリーズ効果には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

こうしたシリーズ効果は、実際に、調査や部品製造工場に関して発電所の建設中に観察される効果と同様である。

例えば、900MW発電所については、当該タイプの最初の2基と平均的な2基の原子炉の間に、約20%のシリーズ効果が見込まれる。

シリーズおよび相互効果は、特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均廃炉費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

その数値は単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査は、当該見積りに織り込まれた学習効果を保守的なものと判断した。

保守的な理由から、当該見積りには、リスク、偶発事象および不確実性の評価も織り込まれている。

EDFは、見積り改訂の作業は監査後に発表された勧告に対応していると考えている。採用されたアプローチおよびその結果は行政当局に提示され、現在追加の質疑および討議の対象となった。

EDFはまた、直接的な比較をゆがめる可能性のある数多くの要因、例えば費用見積りの範囲または国や規制の背景等を確実に考慮に入れることができるように、国際比較を通じてこの分析の裏付けを継続して行っている。

この詳細なアプローチの結果により、2016年1月1日現在における900MWシリーズ発電所（フェッセンハイムを除く）の減価償却期間の変更の影響を別にして、2016年12月31日現在の費用見積りおよび関連する引当金、ならびに、2016年12月31日現在の割引率変更の影響により、全体として、以下の限定的な変化が生じた。

- ・ 見積廃炉費用321百万ユーロの増加、および、長寿命中レベル廃棄物長期管理見積費用334百万ユーロの増加。
- ・ 発電所廃炉引当金(451)百万ユーロの減少、および、基礎となる資産の変動に対応した、長寿命中レベル廃棄物長期管理引当金162百万ユーロの増加。

2016年度の改訂後に、この見積りの年次の見直しが決定された。2017年度および2018年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ショーAのPWR原子炉、ビュージェイ、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の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記28.2の長寿命低レベル廃棄物を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体

という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じたコストに起因して増加する見込みである。

第1世代の発電所、特にUNGG発電所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。

改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。

ASNの要請に応じて、2017年度第1四半期に、UNGG炉6基の廃炉に関してEDFが選択した解決策を分析するために、独立専門家のレビューが命じられた。その結論は、選択された主要なオプションを支持するものであった。2017年6月に、これらの結論およびEDFがその前の3月に提出した正当性報告書に基づいて、ASN委員との会議が開かれた。

当該戦略報告書、安全な構造の確立に関する安全オプション報告書および2017年から2032年の期間にわたる詳細な作業予定表は、2017年12月後半にASNに提出された。2018年度にASNは、UNGG戦略報告書に関する主な質疑および結論を公表した。すべての原子炉の「空中」解体、工業的実証の有用性、および同種世界初の原子炉（シノンA2）の解体予定業は確定したものと見られるが、他の5基の原子炉の解体予定表に関して議論が続いている。EDFの提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、より大規模なフェーズの開始前に、経験に基づく重要な修正を見越している。同種世界初の原子炉からの経験を織り込む必要性を認めながらも、ASNは、現状では予定表全体について意見を表明していない。2019年2月12日の会議においてEDFは、提案した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員パネルに提示した。ASNは2019年度に決定案を公表し、公開協議に付す予定である。

実施すべき複雑な作業全般にわたる不確実性（特に新たな方法および技術の開発）から、引当金は、作業配列および6基の原子炉すべての解体に関する全体的な予定表に極めて敏感に影響を受ける。EDFが最終的に廃炉作業の予定表を改訂した場合には（配列の短縮）、引当金は必然的に増加する。

2015年度における見積費用の改訂後に、年次の見直しが決定された。2016年度の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度および2018年度の見直しの結果、重要な修正はなかった。

28.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。これらは、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。

28.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

28.5.1 割引率

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、2018年12月31日現在、インフレ率を1.5%と仮定して、3.9%であり（2017年12月31日現在インフレ率1.5%として4.1%）、従って、実質割引率は2018年12月31日現在2.4%（2017年12月31日現在2.6%）である。

割引率の規制上の制限

適用される割引率はまた、2つの規制上の制限に従う。2007年2月23日付改正政令および2007年3月21日付省令（これは2017年12月29日付命令によって改正されている）に基づき、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 2026年12月31日まで、2つの条件の加重平均として設定された規制上限。第1の条件は4.3%に設定され、第2の条件は、TEC30年物の金利の直近48か月間の算術平均プラス100ポイントに相当する。第1の定数条件4.3%の加重は、定額法により、2016年12月31日現在の100%から2026年12月31日現在の0%まで低減する。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2018年12月31日現在4.0%（3.97%の端数切上げにより4.0%）であった（2017年12月31日現在4.1%）。

2018年12月31日現在で使用された割引率は、3.9%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、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)	2018年度		2017年度	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	18,737	10,698	19,058	10,786
廃棄物除去および調整引当金	1,194	751	1,203	726
放射性廃棄物長期管理	30,970	9,846	29,396	8,814
核サイクル終了費用	50,901	21,295	49,657	20,326
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	20,755	12,480	20,563	11,616
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	6,576	3,505	6,472	3,304
炉心核燃料引当金	4,346	2,526	4,332	2,387
廃炉および炉心核燃料費用	31,677	18,511	31,367	17,307

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	
		2018年12月31日現在	+0.20%	-0.20%	+0.20%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	10,698	(218)	237	185	(202)
-廃棄物除去および調整	751	(23)	25	14	(15)
-放射性廃棄物長期管理	9,846	(597)	780	498	(673)
廃炉および炉心核燃料：					
-現在稼働中の原子力発電所の廃炉	12,480	(496)	520	7	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,505	(138)	149	138	(149)
-炉心核燃料	2,526	(88)	94	-	-
合計	39,806	(1,560)	1,805	842	(1,046)

注記29. その他の施設廃止引当金

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料火力発電所に関係している。

化石燃料火力発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査の結果を使用して計算される。

2018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)	2017年 12月31日現在	増加		減少		2018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	10,056	796	556	(837)	(267)	10,304
長期給付引当金	999	36	18	(117)	-	936
従業員給付引当金	11,055	832	574	(954)	(267)	11,240

(1) 過去勤務費用529百万ユーロ、数理計算上の損失の償却293百万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(885)百万ユーロおよび数理計算上の利益(68)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
2017年12月31日現在残高	30,108	(11,366)	18,742	(49)	(7,638)	11,055
2018年度純費用	1,104	(268)	836	10	225	1,071
未認識数理計算上の損益	(3,013)	305	(2,708)	-	2,708	-
制度への拠出	-	(30)	(30)	-	-	(30)
給付支払額	(1,302)	446	(856)	-	-	(856)
2018年12月31日現在残高	26,897	(10,913)	15,984	(39)	(4,705)	11,240

2018年度の債務に係る数理計算上の損益は3,013百万ユーロであり、割引率の変動(2,036百万ユーロ)、生命表の更新(408百万ユーロ)、昇給率の更新(356百万ユーロ)および実績による調整(13)百万ユーロを反映している。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
当期勤務費用	529	530
利息費用(割引の影響)	574	584
制度資産の期待運用収益	(267)	(266)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	241	283
数理計算上の損益の変動－長期給付	(16)	42
制度縮小または清算の影響	-	-
過去勤務費用－権利確定済給付	-	-
過去勤務費用－権利未確定給付	10	10
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,071	1,184
うち：		
営業費用(1)	764	865
金融費用	307	318

(1) 2018年度のこの金額は主に、営業引当金の増加832百万ユーロから数理計算上の損益の戻入((68)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)	2017年 12月31日現在	増加		減少		2018年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金	10,056	796	556	(837)	(267)	10,304
内訳：						
年金	7,331	501	431	(648)	(257)	7,358
CNIEG費用	449	8	9	(13)	-	453
現物給付(エネルギー)	1,725	198	87	(122)	-	1,888
退職慰労金	(15)	40	12	(32)	(10)	(5)
その他の給付	567	49	17	(22)	-	611

(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
2018年12月31日現在の雇用後給付引当金	25,961	(10,913)	(39)	(4,705)	10,304
内訳：					
-年金	20,036	(10,402)	-	(2,277)	7,358
-CNIEG費用	431	-	-	22	453
-現物給付（エネルギー）	4,110	-	-	(2,222)	1,888
-退職慰労金	550	(496)	(20)	(39)	(5)
-その他の給付	834	(15)	(19)	(189)	611

(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
2017年12月31日現在の雇用後給付引当金	29,109	(11,366)	(48)	(7,639)	10,056
内訳：					
-年金	22,582	(10,845)	-	(4,407)	7,331
-CNIEG費用	472	-	-	(23)	449
-現物給付（エネルギー）	4,572	-	-	(2,847)	1,725
-退職慰労金	584	(506)	(28)	(65)	(15)
-その他の給付	899	(15)	(20)	(297)	567

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)	2017年 12月31日現在	増加		減少	2018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	999	36	18	(117)	936
内訳：					
業務上の事故または疾病に係る年金	854	27	16	(98)	799
長期勤続報奨	125	8	2	(17)	118
その他	20	1	-	(2)	19

30.3 制度資産

2018年12月31日現在、制度資産は10,913百万ユーロ（2017年12月31日現在11,366百万ユーロ）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（10,402百万ユーロ）および退職慰労金（496百万ユーロ）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)	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
制度資産合計	10,913	11,366
特別年金給付向け資産	10,402	10,845
(%)		
株式	27%	30%
債券および貨幣性商品	73%	70%
退職慰労金向け資産	496	506
(%)		
株式	27%	32%
債券および貨幣性商品	73%	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2018年12月31日現在2.30%（2017年12月31日現在1.90%）である。
- インフレ率は2018年12月31日現在1.50%（2017年12月31日現在1.50%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は19.75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2018年度2.37%（2017年度2.37%）である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2018年度1.99%（2017年度1.99%）である。

従業員給付債務に使用する割引率は、これらの債務に起因する将来の支払に対応する期日までの期間の優良社債の利回りを適用して算定される。比較的長期の期間に係る計算については、2017年度以降、当該期間の社債の規模縮小に伴い、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。

使用された経済および市場のパラメータの2018年12月31日現在の変動を受けて、EDFは、2018年12月31日現在の割引率を2.30%に設定している（2017年12月31日現在1.90%）。

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。これによる2018年12月31日現在のインフレ率は、平均1.50%である（2017年12月31日現在の適用率と同じ）。

債務は、年齢グループおよび従業員区別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、予測される全職歴についてインフレ率を含め2.6%である。

債務の計算に使用される生命表は、IEG（ガスおよび電力部門）の特異性に関して調整されている。2018年度において当該生命表は、INSEE2007-2060世代生命表に代えてINSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）を使用することにより更新された。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2017年	営業による 増加	減少		その他	2018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	69	66	(44)	(8)	-	83
委譲運営施設の更新	264	10	-	-	(6)	268
その他の費用	605	70	(100)	(60)	-	515
その他の費用引当金	938	146	(144)	(68)	(6)	866

注記32. 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2018年	2017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	3,319	11,930	34,819	50,068	46,552
金融機関からの借入債務	-	-	1,154	1,154	1,200
その他の借入債務	1,999	6	6	2,011	1,962
その他の金融負債：					
－消費財に係る前受金	1	5	20	26	27
－その他	1,385	-	-	1,385	1,700
金融負債（注記33を参照）	6,704	11,941	35,999	54,644	51,441
前受金および未成業務受入金(1)	7,134	-	-	7,134	6,861
営業債務および関連勘定	7,329	84	34	7,447	7,670
税金および社会保障費負債(2)	8,157	-	-	8,157	8,011
固定資産関連負債および関連勘定	2,670	-	-	2,670	2,308
その他の負債(3)	14,955	-	-	14,955	13,922
営業、投資およびその他の負債	33,111	84	34	33,229	31,911
現金性金融商品(4)	1,805	620	1,037	3,462	4,471
繰延収益(5)	580	907	1,629	3,116	3,285
負債合計	49,334	13,552	38,699	101,585	97,969

- (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、2018年12月31日現在6,827百万ユーロ（2017年12月31日現在6,568百万ユーロ）を含む。
- (2) 2018年度のこの項目は、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CSPE1,521百万ユーロ（2017年度1,562百万ユーロ）を含んでいる。
- (3) 主に子会社との間の当座勘定、キャッシュ・プーリングおよび現金管理契約の金額。
- (4) 基本的に外国為替商品に係る未実現損失。
- (5) 2018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1,663百万ユーロ（2017年度1,711百万ユーロ）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)	2017年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2018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(1)	12,438	3,214	-	677	-	16,329
ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN) (2)	20,483	1,000	(1,500)	-	-	19,983
外貨建ユーロ中期ノート (EMTN)	12,618	-	-	125	-	12,743
社債	46,552	4,214	(1,500)	802	-	50,068
ユーロ建長期借入金	1,200	-	(46)	-	-	1,154
金融機関からの借入債務	1,200	-	(46)	-	-	1,154
譲渡性負債商品 (ユーロ建) (3)	700	255	-	-	-	955
譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (3)	1,247	-	(329)	123	-	1,041
契約上の金融借入債務	15	-	-	-	-	15
その他の借入債務	1,962	255	(329)	123	-	2,011
借入債務合計	49,714	4,469	(1,875)	925	-	53,233
消費財に係る前受金	27	-	-	-	(1)	26
その他の前受金	80	41	(13)	-	-	108
銀行当座借越	433	-	-	-	(249)	184
繰延銀行借方勘定	39	-	-	-	(10)	29
未払利息	1,148	-	-	-	(84)	1,064
その他の金融負債合計	1,700	41	(13)	-	(343)	1,385
金融負債合計	51,441	4,510	(1,888)	925	(344)	54,644

(1) 2018年9月19日にEDFは、複数トランシェの優先債発行により37.5億米ドルの資金を調達した（注記2.2を参照）。

(2) 2018年9月25日にEDFは、10億ユーロの優先債発行を開始した（注記2.2を参照）。

(3) 返済額控除後の発行額。

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		23,120		43		26,828		49,948		94
CHF	550	488	2	1	(550)	(488)	-	-	-	-
GBP	7,385	8,256	27	16	(3,000)	(3,354)	4,385	4,902	149	9
HKD	2,416	269	1	1	(2,416)	(269)	-	-	-	-
JPY	137,000	1,089	4	2	(137,000)	(1,089)	-	-	-	-
NOK	1,000	101	-	-	(1,000)	(101)	-	-	-	-
USD	22,798	19,910	66	37	(24,648)	(21,527)	(1,850) ⁽¹⁾	(1,617)	(49)	(3)
合計II ユーロ 以外		30,113	100	57		(26,828)		3,285	100	6
合計I+II		53,233		100		-		53,233		100

(1) 当該デリバティブは一定割合の他の外貨建負債もヘッジしている。

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記35.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

33.2 ヘッジ前後の金利種類別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造			手段の影響	ヘッジ後の負債構造		
	合計	2018年12月 31日現在 (%)	2017年12月 31日現在 (%)		合計	2018年12月 31日現在 (%)	2017年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	50,573			(23,142)	27,431		
短期借入債務	1,997			-	1,997		
固定金利での借入債務	52,570	99	99	(23,142)	29,428	55	53
長期借入債務およびEMTN	663			23,142	23,805		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	663	1	1	23,142	23,805	45	47
合計	53,233	100	100	-	53,233	100	100

注記34. 未実現為替差益

2018年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益296百万ユーロ（2017年12月31日現在485百万ユーロ）であり、このうち140百万ユーロは2本の英ポンド建永久債に関係し、128百万ユーロはクロス・カレンシー・スワップによって完全にヘッジされた英ポンド建債に関係していた。

その他の情報

注記35. 金融商品

35.1 通貨および金利デリバティブに関連するオフバランスシート・コミットメント

EDFは金融商品を利用して、為替リスクおよび金利リスクの影響を制限している。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在		2017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	-	-	-	-
長期金利スワップ				
EUR	7,140	7,140	7,184	7,184
USD	2,795	2,795	3,043	3,043
GBP	4,845	4,845	3,593	3,593
JPY	-	-	-	-
小計	14,780	14,780	13,820	13,820
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	22,438	22,982	20,232	22,032
CAD	325	190	637	525
USD	15,431	16,868	13,634	12,941
GBP	7,534	5,290	6,848	4,521
CHF	517	196	857	557
HUF	1	1	11	11
ILS	153	153	180	180
PLN	259	305	1,171	1,255
JPY	294	955	102	1,680
CNY	13	13	15	15
MXN	84	84	62	61
その他の通貨	110	110	123	123
長期通貨スワップ				
EUR	8,578	38,230	9,099	33,253
JPY	1,089	-	1,015	103
USD	24,284	3,995	18,515	4,385
GBP	12,001	4,358	11,337	4,126
CHF	488	444	470	427
CAD	-	-	37	37
ILS	89	89	132	132
PLN	9	5	6	3
NOK	100	-	102	-
MXN	-	11	-	11
HKD	269	-	258	-
小計	94,066	94,279	84,843	86,378
3－証券化スワップ	194	194	264	264
4－市場証券取引	1,136	1,280	-	-
オプション売買				
金融オフバランスシート・コミットメント合計	110,176	110,533	98,927	100,462
5－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	4	4	4	4
石油製品（千バレル）	7,252	7,252	7,348	7,348

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2018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)	2018年度	2017年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品(1)	114	104
為替商品	156	(202)
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	647	600
為替商品	172	442

(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2018年12月31日現在のオフバランスシートのデリバティブ金融商品の公正価値は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	帳簿価額	公正価値
金利ヘッジ		
－金利スワップ	145	1,452
外国為替ヘッジ		
－為替予約取引および通貨スワップ	(77)	(93)
－クロス・カレンシー・スワップ	1	(1,040)
エクイティ・リスク・ヘッジ		
－株式に係るオプション	20	20
コモディティ・ヘッジ		
－石炭	-	19
－石油製品	-	42
合計	89	400

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

2018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				2018年	2017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)	13,088	19,516	12,513	8,748	53,865	55,539
営業コミットメント	6,910	13,280	11,170	8,721	40,081	41,285
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	3,942	10,603	9,149	8,538	32,232	32,660
その他の営業コミットメント	2,968	2,677	2,021	183	7,849	8,625
投資コミットメント	3,315	2,986	577	24	6,902	7,255
資金供与コミットメント	2,863	3,250	766	3	6,882	6,999
オフバランスシート・コミットメント(受取)	3,469	9,052	585	162	13,268	13,805
営業コミットメント	1,294	900	585	162	2,941	3,485
投資コミットメント	21	10	-	-	31	36
資金供与コミットメント	2,154	8,142	-	-	10,296	10,284

36.1 コミットメント（付与）

ほぼすべての場合、コミットメント（付与）は双務コミットメントであり、関連する第三者が、営業、投資、財務取引に関連する資産またはサービスをEDFに供給する義務を負っている。

36.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、EDFは電力、その他のエネルギーおよびコモディティならびに核燃料の最長20年間にわたる長期購入契約を締結している。

2018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				2018年	2017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	2,340	3,650	3,599	4,903	14,492	14,360
核燃料購入	1,602	6,953	5,550	3,635	17,740	18,300
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	3,942	10,603	9,149	8,538	32,232	32,660

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の子会社であるPEI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によって補償される。これらの購入義務の2018年度の合計は53TWh（2017年度は47TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2017年度は6TWh）、風力発電に係るもの26TWh（2017年度は23TWh）、太陽光発電に係るもの9TWh（2017年度は9TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2017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。

2018年度における核燃料購入の減少は、主に既存契約の実行によるものである。

36.1.2 その他の営業コミットメント

これらの大部分は、契約に関連した発注書への署名をもってEDFが引き受けた現在進行中の取引または契約に関連するコミットメント、関連する保証ならびに主として建物、器具および車両の解約不能なオペレーティング・リース契約に基づくリースの賃借人としてのコミットメントである。関連する賃借料については、契約に定められた間隔毎に再交渉が行われる。

当該コミットメントの減少は、以前、税務上の係争に関連して付与されていた保証の消滅によるものである。

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は主としてフラマンヴィル3 EPRプロジェクトの進捗によるものである。

36.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFによる子会社に対するコミットメントであり、2018年度は主にEDF Tradingに対する2,060百万ユーロ、EDF Renewablesに対する980百万ユーロ、Edisonに対する929百万ユーロ、EDF Internationalに対する805百万ユーロ、Enedisに対する800百万ユーロおよびEDF Energyに対する750百万ユーロである。

36.2 コミットメント（受取）

36.2.1 営業コミットメント

これらのコミットメントは主に以下から構成される。

- 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント。
- 業務保証（受取）。
- 業務販売コミットメント。基本的にHPC向けエンジニアリング・サービスに関連している。
- EDVANCEに対する従業員出向コミットメント。

36.2.2 資金供与コミットメント

これらのコミットメントは、EDFが利用できる様々な銀行の与信枠の総額に対応するものである。

36.3 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。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFは、每期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年までそのターミナルの再ガス化能力の約61%の便益を受ける。この契約については、不利契約引当金が計上されている（注記2.1を参照）。

注記37. 偶発債務

税務調査

2008年度から2015年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。この反復的な再査定は各年に適用され、2018年12月31日現在では、法人所得税における約563百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年9月に、モントルイユ行政裁判所は2件の判決を下し、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。

2012年度から2015年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税（Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises）に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

労働訴訟

EDFは、主に労働時間について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これら訴訟は、多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、EDFの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある（ただし当該リスクは、2016年度に就業日数の固定に関する契約を締結したことにより軽減されている）。

注記38. 専用資産

38.1 規制

フランスの環境法典第L-594条およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、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日付政令もまた保険法を参照して適格資産のリストを改訂し、非上場有価証券も一定の条件を充足すれば適格とした。

2015年3月24日付政令は、専用資産に関する2つの措置を含む。

- ・ 専用資産の実現可能価額が関連する引当金の額の110%未満である場合には、専用資産への年次配分は、引当金増加額を控除後で、ゼロ以上でなければならない。
- ・ 一定の条件を満たす場合、原子力施設の運営者が所有する不動産は、これらの引当金を填補するものとして配分できる。

一定の条件を満たす場合、2016年12月19日付政令は、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を2017年12月31日現在で専用資産ポートフォリオに配分することを認めた（注記38.2.2を参照）。

EDFはまた、2018年5月31日に、専用資産における非上場資産部分を条件次第で10%から15%に増加させることにつき政府の許可を受けた（これはCTE株式ないし不動産には適用されない）。

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には以下のターゲット資産、すなわち、インフラ、不動産、および債券または株式ファンドがある。

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、受取払戻額と同様に、専用資産に再投資されている（注記3.5を参照）。

2018年5月31日付政府書簡により専用資産における非上場資産部分を条件次第で増加させることがEDFに許可されたことを受けて、取締役会は2018年6月29日より、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分を開始した。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の30%）。CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成されている。
- ・ 成長資産（目標：専用資産の40%）。上場ないし非上場株式に投資する株式ファンドから構成されている。
- ・ 固定収益資産（目標：専用資産の30%）。上場債券ないし上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成されている。

これらの目標は、主に固定収益資産を利回り資産および成長資産に再投資することにより徐々に達成される。

38.2.1 成長資産および固定収益資産

一部の成長および固定収益資産は、EDFが直接保有する債券の形を取っている。その他は、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社のために設定された「専用」ファンドの形を取っている（当社は当該ファンドの管理には関与しない）。

上場株式ファンドは、国際的な株式（主に北米であるが、欧州、アジア・太平洋および新興諸国も含まれる）から構成されている。上場債券および上場債券ファンドは、ソブリン債および社債から構成されている。

これら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は成長資産と固定収益資産との間の適切な配分を備えた長期的な投資方針を決定している）を考慮している。

新たな戦略的配分に基づいて、成長資産はごく一部に非上場株式への投資ファンドも含み、固定収益資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドはEDF Investにより管理されている（注記38.2.2を参照）。

業務用資産のモニタリングの過程で、EDF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）を適用している。

38.2.2 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、インフラおよび不動産への投資に関連する資産から構成されている。

投資ファンドを通じて、EDF Investはまた、成長資産および固定収益資産も管理している（注記38.2.1を参照）。

2018年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産5,356百万ユーロを含む合計5,680百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、具体的には以下から構成されている。

- ・ 2007年2月23日付政令を改訂する2016年12月19日付政令2016-1781に準拠した、RTEを所有する共同支配企業であるCTEのEDF持分50.1%。2018年12月31日現在、当該株式の金額は2,738百万ユーロである（2017年12月31日現在2,705百万ユーロ）。
- ・ Terega、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Park、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Central Sicaf、Ecowest SCI AおよびB、Nam Theun Power Companyならびに英国の風力発電所所有会社（Bicker Fen、Glass Moor II、Green Rigg、Rusholme、Fallago RigおよびFenland）に対するEDFの投資。

38.2.3 EDFの専用資産の評価

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。

2018年12月31日現在のポートフォリオの明細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在		2017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
CTE (RTE所有会社) に対する投資(1)	2,705	2,738	2,705	2,705
投資有価証券(2)	20,136	20,830	17,825	19,717
その他の金融投資	2,156	2,385	2,063	2,314
専用資産 - 投資	24,997	25,953	22,593	24,736
CSPE債権(3)	2,060	2,080	3,294	3,349
ヘッジ前専用資産合計	27,057	28,033	25,887	28,085
ヘッジ手段およびその他(2)	(369)	(344)	-	30
ヘッジ後専用資産合計(4)	26,688	27,689	25,887	28,115

- (1) RTE株式の100%所有会社であるCTEの50.1%に関するEDFの投資。上表の2018年12月31日現在のCTEの実現可能価額は、EDF Investの他の資産と同様の方法により、独立の査定人により決定されている。2017年12月31日現在のCTEの実現可能価額は、2017年3月31日の売却取引価格に基づいていた。
- (2) 2018年12月後半に取得し、その支払が2019年1月上旬であった有価証券391百万ユーロを含む。
- (3) 2015年12月31日現在の累積補償不足額から、2016年12月22日に譲渡された部分および返済スケジュールに従って同日以降に受け取った払戻額を控除した金額からなる債権。CSPE債権の実現可能価額は市場金利に基づき見積られている。
- (4) 2017年ないし2018年12月31日現在、専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することによる影響はない。

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 長期原子力債務の填補率

2018年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の98.3%が専用資産によって填補されている(2017年12月31日現在108.5%)。

2018年12月31日現在の原子力引当金の填補率は、専用資産により填補すべき引当金の範囲を拡大した2018年12月28日付政府決定に準拠している。当該政府決定を受けて、引当金のうち、従前は規則が定める営業サイクルに属するものと判断されていた298百万ユーロが長期引当金に振り替えられ、填補率に-1.05%の影響を与えた。

2018年度の専用資産からの総引出額は、填補すべき長期原子力債務に関連する当該年度の支払額と同額の403百万ユーロ(2017年度378百万ユーロ)であった。

10年の対象期間にわたり、以下の範囲までの支払いが行われる(年度末の経済状況において、すなわち2018年のユーロで)。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の14%
- ・ 廃炉引当金の11%

50年の対象期間にわたり、以下の範囲までの支払いが行われる(年度末の経済状況において、すなわち2018年のユーロで)。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の35%
- ・ 廃炉引当金の93%

原子力発電関連の専用資産の規則が関係する長期原子力債務は、以下の価額でEDFの財務諸表に含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2018年12月31日現在	2017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	1,067	983
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	8,814
廃棄物除去および調整引当金	751	726
原子力発電所廃炉引当金	15,985	14,920
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	518	467
長期原子力債務の現在原価	28,167	25,910

長期原子力引当金の算定に使用された仮定、特に割引率の変動（規則改訂以外）に起因して、2018年度に係る規制上の専用資産への配分は1,337百万ユーロである。行政当局はEDFに対し、この配分を以下の通り分散させ、2019-2020年に540百万ユーロ、2021年に257百万ユーロとすることを認めた。2018年度分として2019年度に行われる配分を含めると、他のすべての事項を一定として、2018年12月31日現在の填補率は100.2%となる。

38.2.5 2018年度の専用資産の変動

2018年5月31日付政府書簡により専用資産における非上場資産部分を条件次第で増加させることがEDFに許可されたことを受けて、取締役会は2018年6月29日より、専用資産に関する新たな戦略的配分を開始した（注記38.2を参照）。

2017年度に係る規制上の専用資産への配分は386百万ユーロであり、2018年度中に行われた。

EDF Investは2018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。新たな投資の中で、2018年11月にEDF Investは、英国会社6社（Bicker Fen、Fallago Rig、Fenland、Glass Moor II、Green Rigg、Rusholme）の少数持分のEDF Renewablesからの取得を完了した。

2018年12月にEDF Investは、ラオスの水力発電ダムNam Theun Power Company (NTPC)に対するEDF Internationalの少数持分を取得し、その一部が同日付で専用資産に配分された。残りは2019年度に配分される。

これらの新規投資は、CTE（RTE所有会社）、Terega（旧TIGF）、Porterbrook、Madrileña Red de Gas、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Autostrade per l'ItaliaおよびQ-Parkを含む投資とともに、EDF Investの利回り資産の一部であるインフラ資産に配分されている。

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						
CTE (IHC25)	-	313	-	89	-	0
Framatome	-	140	-	449	-	4
EDF Energy	-	128	-	135	-	2
EDF Renewables	1,063	-	-	-	-	10
EDF Energy UK LTD	-	-	-	-	-	2
EDF International	6,404	-	-	-	-	119
EDF Trading	-	1,195	-	1,143	-	5
Edison	70	-	-	-	-	2
Enedis	502	88	-	1,643	-	4
Dalkia France	1,325	-	-	143	-	34

Groupe PEI	788	-	-	-	-	18
Citelum	-	-	-	-	-	2
流動勘定(2)				3,213		
子会社の流動性に関する契約への投資			1,331		(10)	
子会社とのグループ現金管理契約(3)			8,250		(5)	
連結納税契約				1,507		

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Enedisに関する1,742百万ユーロを含む。

(3) C3に関する2,993百万ユーロ、EDF Tradingに関する2,084百万ユーロおよびEDEVに関する979百万ユーロを含む。

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、2018年12月31日現在EDFの資本の83.67%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日付政令により制定された複数年エネルギー計画の実施に参加している。

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費用の補償システムをはじめとする電力およびガス市場の規制を通じた介入を行う。

39.2.2 公的企業との関係

EDFの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：2021年から2030年を対象とするOrano Miningの契約
- ・ フッ素化：2019年から2030年を対象とする契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：2019年から2030年を対象とするOrano Cycleの契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画の一部として、2016年9月29日に、EDFとOranoは、Orano Miningとの間のウラン契約、Orano Cycleとの間の転換契約および濃縮契約に署名した。

サイクルの最終段階

EDFとOranoとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記28に記載されている。

注記40. 環境

40.1 温室効果ガス排出権

欧州は京都議定書の批准に際して、温室効果ガス削減を確約した。EU指令2003/87/ECは2005年1月1日から運用されている欧州連合についての温室効果ガス排出枠制度を定めた。

この制度は国内法に組み込まれた。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。

2018年12月31日現在の排出量は7百万トンであった（2017年12月31日現在11百万トン）。

2018年度に、EDFは、2017年度中に発生した排出に関して11百万トンを出した。2017年度に、EDFは、2016年度中に発生した排出に関して8百万トンを出した。

40.2 省エネ証書

フランスの2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷氣、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、3年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。

グリーン成長のためのエネルギー移行に係る2015年8月17日付法律第30条の適用により、エネルギー貧困状況にある世帯のための、2016年から2017年に係る新たな追加的省エネ義務が2016年1月1日から適用される。この新たな義務は、第三期の省エネ義務に追加される。この義務の年間量は、年間の省エネ義務に比例する。

省エネ義務の第四期の3年間は、2018年1月1日に開始する（注記3.7を参照）。

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。法律を適用して、従業員を代表する取締役は、取締役としての業務に対する報酬を受け取っていない。

EDFが支払った会社の主要な経営および統治責任者に対する総報酬（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）	2018年度	2017年度
会長兼最高経営責任者(1)	452,868	452,868
取締役(2)	429,248	496,556

- (1) 2017年1月24日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を、2017年度について450,000ユーロと定めた。2018年2月15日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を、2018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) 2017年5月18日開催の年次株主総会において、2017年度の取締役報酬の年間予算500,000ユーロが承認された。これは、EDFのフェッセンハイム発電所の閉鎖計画に関連して独立取締役の作業部会により2016年度および2017年度に行われた職務に対する特定報酬を含む。2018年5月15日開催の年次株主総会において、2018年度およびそれ以降、株主により新たな決定が採択されるまでの取締役報酬の年間予算が同水準の500,000ユーロに設定された。

注記42. 後発事象

他の注記に記載されたものを除き、期末日後の進展はなかった。

[次へ](#)

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 296 à 408) et 6.2 (pages 409 et 412) du document de référence 2017 du groupe EDF ;

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 320 à 436) et 6.2 (pages 437 et 438) du document de référence 2016 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 16 mai 2019.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	68 976	64 892
Achats de combustible et d'énergie	8	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	9	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	10	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	11	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation		15 265	13 742
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		(224)	(355)
Dotations aux amortissements		(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(105)	1 363
Résultat d'exploitation		5 282	5 637
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	15.3	393	2 501
Résultat financier	15	(4 809)	(2 236)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		473	3 401
Impôts sur les résultats	16	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises	23	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 191	3 289
Dont résultat net – part du Groupe		1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		14	116
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,20	0,98
Résultat dilué par action		0,20	0,98

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	2018			2017		
	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	1 177	14	1 191	3 173	116	3 289
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽¹⁾	34	(19)	15	1 513	4	1 517
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(89)	-	(89)	(361)	(2)	(363)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(7)	-	(7)	6	-	6
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(62)	(19)	(81)	1 158	2	1 160
Écarts de conversion des entités contrôlées	(38)	(79)	(117)	(970)	(169)	(1 139)
Écarts de conversion des entreprises associées et des co-entreprises	117	-	117	(531)	-	(531)
Écarts de conversion	79	(79)	-	(1 501)	(169)	(1 670)
Juste valeur des titres de dettes – variation brute ^{(1) (2)}	(115)	-	(115)	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	42	-	42	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(1)	-	(1)	-	-	-
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – variation brute ⁽¹⁾	-	-	-	107	-	107
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – effets d'impôt	-	-	-	(61)	-	(61)
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	77	-	77
Variation de juste valeur des titres de dettes et actifs financiers disponibles à la vente	(74)	-	(74)	123	-	123
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(57)	(98)	(155)	(220)	(167)	(387)
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute ⁽²⁾	(37)	-	(37)	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	(37)	-	(37)	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽³⁾	3 141	11	3 152	1 061	60	1 121
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(309)	(1)	(310)	(337)	(12)	(349)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	69	-	69	16	-	16
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	2 901	10	2 911	740	48	788
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	2 864	10	2 874	740	48	788
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	2 807	(88)	2 719	520	(119)	401
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	3 984	(74)	3 910	3 693	(3)	3 690

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2 et 41.4.

(2) Conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retravaillés. Voir note 2.2 pour plus de détail sur les modalités de transition.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Goodwill	18	10 195	10 036
Autres actifs incorporels	19	9 918	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	56 515	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 339	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	78 252	75 622
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	23	8 287	7 249
Actifs financiers non courants	36	37 104	36 787
Autres débiteurs non courants	26	1 796	2 168
Impôts différés actifs	16.3	978	1 220
Actif non courant		210 384	204 324
Stocks	24	14 227	14 138
Clients et comptes rattachés	25	15 910	16 843
Actifs financiers courants	36	31 143	24 953
Actifs d'impôts courants		869	673
Autres débiteurs courants	26	7 346	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 290	3 692
Actif courant		72 785	67 518
Actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DE L'ACTIF		283 169	271 842

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Capital	27	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 964	39 893
Capitaux propres – part du Groupe		44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	8 177	7 341
Total des capitaux propres	27	52 646	48 698
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coeurs	28	49 204	46 410
Autres provisions pour déconstruction	28	2 033	1 977
Provisions pour avantages du personnel	31	17 627	20 630
Autres provisions	28	2 908	2 356
Provisions non courantes	28	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 924	46 323
Passifs financiers non courants	38	52 129	51 365
Autres créditeurs non courants	35	4 896	4 864
Impôts différés passifs	16.3	1 987	2 362
Passif non courant		177 708	176 287
Provisions courantes	28	6 010	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 421	13 994
Passifs financiers courants	38	17 167	11 142
Dettes d'impôts courants		205	187
Autres créditeurs courants	35	16 012	16 050
Passif courant		52 815	46 857
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		283 169	271 842

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		473	3 401
Pertes de valeur/(reprises)		598	518
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 180	9 980
Produits et charges financiers		729	764
Dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises		387	243
Plus ou moins-values de cession		(1 014)	(2 739)
Variation du besoin en fonds de roulement	44.1	462	1 476
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 815	13 643
Frais financiers nets décaissés		(1 062)	(1 209)
Impôts sur le résultat payés		(389)	(771)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		13 364	11 663
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(484)	(2 463)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽¹⁾		1 261	2 472
Investissements incorporels et corporels	44.2	(16 186)	(14 747)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		611	1 140
Variations d'actifs financiers		(2 367)	1 885
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(17 165)	(11 713)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	4 005
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		1 548	481
Dividendes versés par EDF	27.3	(511)	(109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(183)
Achats/Ventes d'actions propres		(3)	(6)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		851	4 188
Émissions d'emprunts		5 711	2 901
Remboursements d'emprunts		(2 844)	(6 304)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.5	1 243	-
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.6	(1 329)	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(584)	(565)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		131	144
Subventions d'investissement reçues		351	348
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		2 679	(3 476)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		3 530	712
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		3 692	2 893
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
Incidence des variations de change		(95)	(13)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	21
Incidence des reclassements		(49)	129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	3 290	3 692

(1) Incluant en 2018, la cession de la société Dunkerque (NG) (voir note 3.3) pour un montant de 966 millions d'euros. Incluant en 2017, la cession partielle de CTE pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.11.3).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parts éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.8.2) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNH Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (501 millions d'euros au 31 décembre 2017).

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2016	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 501)	1 281	740	520	(119)	401
Résultat net	-	-	-	-	3 173	3 173	116	3 289
Résultat global consolidé			(1 501)	1 281	3 913	3 693	(3)	3 690
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(565)	(565)	-	(565)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 532)	(1 532)	(183)	(1 715)
Achats/Ventes d'actions propres	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2017	1 464	(40)	136	(306)	40 103	41 357	7 341	48 698
Retraitements IFRS 9 (voir note 2.2.2.5)	-	-	-	(1 414)	1 414	-	-	-
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 01/01/2018	1 464	(40)	136	(1 720)	41 517	41 357	7 341	48 698
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	79	(136)	2 864	2 807	(88)	2 719
Résultat net	-	-	-	-	1 177	1 177	14	1 191
Résultat global consolidé			79	(136)	4 041	3 984	(74)	3 910
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Émissions/rachats TSDI (voir notes 3.5 et 3.6)	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 360)	(1 360)	(183)	(1 543)
Achats/Ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁶⁾	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations ⁽⁷⁾	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2018	1 505	(56)	215	(1 856)	44 661	44 469	8 177	52 646

(1) Les écarts de conversion varient de 79 millions d'euros au 31 décembre 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro partiellement compensée par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros, au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 pour un montant de 398 millions d'euros.

(5) En 2017, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NN8 Holding Ltd et Sizewell C Holding Co pour 501 millions d'euros. Elles comprennent également les effets de l'acquisition de Faramatome pour 209 millions d'euros (voir note 3.11.2), les actionnaires minoritaires détenant 24,5 % du capital.

(6) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros (voir note 2.7.3).

(7) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd (voir note 3.8.2). Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NN8 Holding Ltd et Sizewell C Holding Co pour 743 millions d'euros et les effets de la cession de Dunkerque LNG pour 433 millions d'euros.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Electricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les co-entreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce

et les services énergétiques. Il intègre à compter du 31 décembre 2017 les activités de Framatome : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs (voir note 3.11.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 14 février 2019. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 16 mai 2019.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE**1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE**

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2018 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers ».

Ces deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne sont applicables pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018. Les informations requises par la norme IAS 8 sur les effets de leur application par le Groupe sont détaillées en note 2.

1.2.2 IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »

L'interprétation IFRIC 22 applicable pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018 a été adoptée par l'Union européenne le 28 mars 2018. Elle précise que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au cours du jour, sans réévaluation ultérieure. L'application prospective de cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

1.2.3 Autres textes applicables au 1^{er} janvier 2018

En outre, les textes suivants sont sans impact sur les comptes du Groupe :

- amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » adoptés le 14 mars 2018 ;
- amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » adoptés le 26 février 2018 ;
- amendements à IFRS 4 « Contrats d'assurance » : « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », adoptés le 3 novembre 2017 ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2014-2016 adoptées le 7 février 2018.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2018**1.2.4.1 IFRS 16 – Contrats de location**

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{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 « droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan (voir note 46.1.1.3).

Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques.

Le Groupe a dans un premier temps identifié les impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, la méthode rétrospective dite « modifiée » a été retenue.

Conformément aux prescriptions de la norme, le taux d'emprunt marginal sera utilisé pour le calcul d'actualisation de la dette locative à la date de transition. Celui-ci représente le taux d'endettement marginal d'EDF, calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale.

Par ailleurs, le Groupe a choisi d'appliquer les deux exemptions proposées par la norme et donc ne reconnaît pas :

- les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois (et à la transition, les contrats dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de première application de la norme) ;
- les contrats de location de biens ayant une valeur à neuf individuelle inférieure à 5 000 dollars.

Sur la base des travaux effectués au 30 juin 2018, la mise en œuvre d'IFRS 16 dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2017, en appliquant la méthode rétrospective modifiée, se serait traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 4,3 milliards d'euros (Framatome inclus), aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2017 (hors Framatome, et incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

Au 31 décembre 2018, une nouvelle évaluation des impacts d'IFRS 16 a été effectuée. Sur la base de l'application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de l'ordre de 4,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018 ; par ailleurs, selon les calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 sur la base de la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de 2018 (incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative. Du fait de la mise en œuvre de la méthode rétrospective modifiée, les effets communiqués ci-dessus sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net consolidé sont fournis à titre d'information, en application d'IAS 8.30.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

L'évolution de la dette de location estimée entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018 résulte principalement de nouveaux contrats de location, de révisions et mises à jour de contrats, partiellement compensés par le remboursement de la dette et une sortie de périmètre.

Au 31 décembre 2018, les écarts entre les engagements liés aux contrats de location simple présentés en application d'IAS 17 et la dette locative estimée selon IFRS 16 s'expliquent de la manière suivante :

(en milliards d'euros)	31/12/2018
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 46.1.1.3)	4,4
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16	(0,1)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1,1
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1 ^{er} janvier 2019	(0,3)
Autres	(0,1)
Dette locative non actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	5,0
Effet de l'actualisation	(0,5)
Dette locative actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	4,5

1.2.4.2 Amendements IFRS 9

Les amendements à IFRS 9 « Instruments financiers » : « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative » adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne seront applicables à compter du 1^{er} janvier 2019. Sur la base des opérations réalisées à date, aucun impact n'est attendu pour le Groupe.

1.2.4.3 Interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

L'interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat » adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne sera applicable au 1^{er} janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Selon les analyses effectuées par le Groupe en 2018, la mise en œuvre d'IFRIC 23 ne devrait pas donner lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.4.4 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une co-entreprise »

Ces amendements ont été adoptés par l'Union européenne le 8 février 2019. Ils visent à préciser que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers », aux autres intérêts dans une entreprise associée ou une co-entreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la co-entreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée. Ce texte ne donnerait pas lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, du 1^{er} janvier 2020 ou du 1^{er} janvier 2021. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ces textes sur les comptes du Groupe :

- amendements à la norme IAS 19 intitulés « Modification, réduction ou liquidation d'un régime ». IAS 19 imposait déjà de mettre à jour les hypothèses actuarielles et de réévaluer le passif (ou l'actif) net au titre des prestations définies. Ces amendements clarifient le fait qu'une société doit mettre à jour ces hypothèses actuarielles en cours d'exercice, pour évaluer le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 – 2017, contenant des amendements à :
 - IFRS 3 et IFRS 11 : l'acquisition d'intérêts supplémentaires par un des partenaires à l'activité conjointe entraînant obtention du contrôle exclusif conduit à la réévaluation à la juste valeur par résultat de son intérêt antérieur dans les actifs et passifs de l'activité conjointe,

- IAS 12 : les impacts fiscaux liés à la distribution de dividendes sont à comptabiliser en résultat, en autres éléments du résultat global ou en capitaux propres en cohérence avec la comptabilisation de l'opération qui les a générés,

- IAS 23 : prévoit que lorsqu'une entreprise contracte un emprunt spécifique pour une immobilisation en construction, les intérêts au titre de cet emprunt sont affectés à cette immobilisation jusqu'à ce que les activités indispensables à la préparation de cet actif préalablement à son objet soient pratiquement terminées. Les intérêts sont alors traités de manière collective avec ceux d'autres emprunts non spécifiques ;

- amendements à IFRS 3 : « Définition d'une entreprise » afin de clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises ou d'une acquisition d'actifs ;
- amendements au cadre conceptuel publié le 29 mars 2018 ;
- amendements à IAS 1 et IAS 8 : « Définition de la matérialité » ;
- IFRS 17 « Contrats d'assurances ».

1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recouru à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

1.3.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du 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.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêt des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2018 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.3.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêt des comptes au 31 décembre 2018 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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.

1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe revise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.23. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

■ Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 45.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes ou de capitaux propres, en application de la norme IFRS 9.

D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

- En l'absence de normes ou 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 co-entreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises

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 co-entreprise est un partenariat dans lequel les parties (co-entrepreneurs), 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 co-entreprises 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 co-entreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs 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.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

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 arithmétiques 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.

En application de l'interprétation IFRIC 22, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

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 des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négocié), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) et les transactions d'optimisation réalisées par certaines entités du Groupe dans le cadre de sa politique de gestion des risques sont comptabilisées nettes des achats.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- Le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance).
- Le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client).
- La prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

1.3.7.1 Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France et au Royaume-Uni pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

- **Dispositif français** : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs récupèrent dans leur prix de vente aux clients finaux le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables (ex EDF Energies Nouvelles)) et en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Electricité de Strasbourg) et acheteur de pertes (Enedis et Electricité de Strasbourg).

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finaux du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, des modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur

de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;

- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.
- **Dispositif britannique** : Le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. Les exploitants de capacité, qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et récupèrent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finaux.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est reconnue en charge sur la période de pointe. La répercussion aux clients finaux du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'est pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. L'objectif du gouvernement britannique est de mettre en place un nouveau mécanisme permettant de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 correspondant à une période de livraison 2019/2020, aucun chiffre d'affaires n'a ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

6.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

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 titres de dettes ou de capitaux propres.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net par le Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentiellement 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.

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 co-entreprise, 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 IFRS 9.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{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.

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 co-entreprises 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 co-entreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- 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 amorties linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit Of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs 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 1.3.27) ;
- 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 reentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4) ;

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;

- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coûts (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire :
 - France 40 à 50 ans
 - autres pays 35 à 60 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 50 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques 20 à 25 ans
- autres installations générales 10 à 20 ans.

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations 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, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous un régime spécifique de concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération intercommunale) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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.

6.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992 (mis à jour en 2007)

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007) a été négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France Urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI, par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur. Les PPI comportent des objectifs précis par finalités d'investissement, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés et faisant l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme. S'il était constaté à l'issue d'un PPI que certains investissements n'auraient pas été réalisés, l'autorité concédante pourrait dans certaines conditions enjoindre Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

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 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.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'Etat n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi définis par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au

moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.3.13.3 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'Electricité (RTE). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE 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 (note 1.3.11.2.3).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail, qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque année 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 affectée.

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 normalisé,
 - 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'AJE, IHS 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

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (en particulier les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, 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 instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 45.

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.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation et de classification 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.

6.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

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.

1.3.16.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transférer au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mode de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces 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 financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.3.16.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par 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 s'il s'agit :

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

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, 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 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 de certaines 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'IFRS 9 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 IFRS 9 (voir note 1.3.16.3).

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.3 (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.

1.3.16.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par autres éléments du résultat global ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*).

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « catégorie d'investissement ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « catégorie d'investissement ». Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

1.3.16.3 Instruments financiers dérivés

1.3.16.3.1 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 IFRS 9.

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 IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier d'éventuels instruments dérivés dits

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

« 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 et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.3.16.3.2 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 (voir note 1.3.16.3.3).

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.

1.3.16.3.3 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 IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

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 les typologies de couverture suivantes :

(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.

Certains emprunts et dettes financières font 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 l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, 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 part efficace et en résultat pour la part 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 ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(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.

1.3.16.4 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.

1.3.16.5 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, 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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

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 par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.5) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentées nettes des avances perçues des clients mensualisées.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

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 titres de dettes ou de capitaux propres 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

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement, qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exigibles à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, 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 (voir notes 3.5, 3.6 et 27.4).

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.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers 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.

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 cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'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 autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, sous-groupe CTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalhia.

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 (CNEIG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNEIG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en

6.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{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. A 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 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. En décembre 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

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. A ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

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 ;

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

- 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 3,9 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,9 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2018 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)

	2018
Résultat d'exploitation	132
Résultat financier	(571)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(439)

6.**IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES**

(en millions d'euros et avant impôt)

	2018
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 251

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.24 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres crédettes » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.26 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 45 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires

(obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.13 et 1.3.23) ;

- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd au Royaume-Uni, Taishan (TNP/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).

1.3.27 Environnement**1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.1

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

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'Etat.

A 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'Etat au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.3.

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
 - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
 - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et

- une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IFRS 9 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.2.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'Etat des Certificats d'Économies d'Énergie, soit en acquérant directement des 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 ses propres actifs 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'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 IFRS 15 – PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » est applicable à partir du 1^{er} janvier 2018 (voir note 1.3.7).

La méthode rétrospective complète a été appliquée par le Groupe sans impact sur les capitaux propres d'ouverture.

Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 4 740 millions d'euros sans impact sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Par ailleurs, au bilan, suite à la mise en place de la compensation des avances clients avec les créances correspondant à l'énergie livrée non facturée (voir note 2.1.3.2), les postes créances clients et comptes rattachés, autres débiteurs courants et autres créditeurs courants publiés au 31 décembre 2017 sont respectivement diminués à hauteur des montants suivants : 6 568 millions d'euros, 2 342 millions d'euros et 8 910 millions d'euros.

Le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

Les opérations dont le traitement comptable est modifié sont les suivantes :

2.1.1 Comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement.

En Italie et au Royaume-Uni, en revanche, le fournisseur d'énergie est qualifié de principal.

En ce qui concerne les prestations d'acheminement d'électricité en France, elles sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, la distinction agent – principal sur l'acheminement électrique en France n'a d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

Ces évolutions conduisent à réduire le chiffre d'affaires de l'exercice 2017 publié à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant

de l'acheminement gaz en France (ainsi que l'acheminement électricité en France réalisé par des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) externes au Groupe), soit au total 1 527 millions d'euros en contrepartie d'une diminution des charges d'acheminement de même montant (au sein des achats de combustible et d'énergie).

2.1.2 Comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation

Les analyses menées ont conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net des opérations d'optimisation reflète de façon plus pertinente la réalité économique, alors que certaines des entités du Groupe (en Italie, en Belgique et en France pour Dalkia) les présentaient jusqu'ici, en brut avec pour contrepartie des achats d'énergie. Ce changement entraîne une réduction du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 2 793 millions d'euros.

2.1.3 Autres impacts

2.1.3.1 Autres impacts au compte de résultat consolidé

D'autres transactions comptabilisées en « brut » ont également fait l'objet d'une présentation en « net » selon les dispositions d'IFRS 15 : opérations de mandat en Italie et règlements effectués dans le cadre du mécanisme d'équilibre du réseau électrique français, pour un montant total de 420 millions d'euros. Ces retraitements sont sans impact sur l'EBE du Groupe publié au 31 décembre 2017.

2.1.3.2 Impacts au bilan consolidé

Les clients et comptes rattachés qui incluent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée sont désormais présentés nets des avances perçues des clients mensualisés.

Ce changement entraîne une réduction des postes Clients et comptes rattachés et des Autres créditeurs courants pour un montant de 6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017. Corrélativement les taxes associées à ces flux sont également nettes à hauteur de 2 342 millions d'euros au 31 décembre 2017 (diminution du poste « dettes fiscales » classé en Autres créditeurs courants, en contrepartie des postes de « créances fiscales » classés en Autres débiteurs courants).

6.

2.1.4 Synthèse des impacts sur l'EBE du Groupe et l'information sectorielle

(en millions d'euros)	31/12/2017 publié	Impacts IFRS 15	31/12/2017 retraité
Chiffre d'affaires	69 632	(4 740)	64 892
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	4 740	(32 901)
Autres consommations externes	(8 739)	-	(8 739)
Charges de personnel	(12 456)	-	(12 456)
Impôts et taxes	(3 541)	-	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	-	6 487
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	13 742	-	13 742

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Le tableau ci-dessous présente l'information sectorielle publiée au 31 décembre 2017 retraitée des impacts de la norme IFRS 15 :

Publié au 31 décembre 2017 (en millions d'euros)	France – Activités de production et commer- cialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre internation- al ⁽¹⁾	Autres métiers ⁽²⁾	Éliminations inter- secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	34 533	5 732	8 681	9 918	4 649	6 119	-	69 632
Chiffre d'affaires interseur	1 073	10 164	7	22	173	1 694	(13 133)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES PUBLIÉ	35 606	15 896	8 688	9 940	4 822	7 813	(13 133)	69 632
Retraitement IFRS 15								
Chiffre d'affaires externe	(10 607)	10 041	-	(2 218)	(1 656)	(300)	-	(4 740)
Chiffre d'affaires interseur	-	(10 101)	-	-	-	-	10 101	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	(10 607)	(60)	-	(2 218)	(1 656)	(300)	10 101	(4 740)
Retraité au 31 décembre 2017								
Chiffre d'affaires externe	23 926	15 773	8 681	7 700	2 993	5 819	-	64 892
Chiffre d'affaires interseur	1 073	63	7	22	173	1 694	(3 032)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES RETRAITÉ	24 999	15 836	8 688	7 722	3 166	7 513	(3 032)	64 892

(1) Les retraitements IFRS 15 ne concernent qu'EDF Luminus (Belgique).

(2) Dont EDF Renouvelables (1 280 millions d'euros) et Dalkia (3 751 millions d'euros après retraitement IFRS 15).

Par ailleurs, l'information sectorielle a été modifiée au 1^{er} janvier 2018, le comparatif du 31 décembre 2017 a été retraité en conséquence en note 6.

Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les titres de capitaux propres (actions) détenus.

2.2 IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » est applicable à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle 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. Ces principes sont présentés dans la note 1.3.16.

2.2.1 Modalités de transition

Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. En conséquence :

- toute différence entre la valeur comptable des actifs et passifs financiers au 31 décembre 2017 et celle au 1^{er} janvier 2018 est comptabilisée dans le solde d'ouverture des réserves consolidées ;
- les actifs financiers ne sont pas reclassés au bilan de la période comparative selon la nomenclature IFRS 9. En conséquence, pour la période comparative 2017, la catégorie « Actifs disponibles à la vente » est maintenue (voir note 36.1) ;
- les provisions pour dépréciation n'ont pas été retraitées au titre de la période comparative ;
- les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture sont applicables de manière prospective. La transition n'a entraîné aucune désqualification de relation de couverture.

Les principaux impacts de la mise en œuvre de la norme IFRS 9 sont détaillés ci-après. Les impacts sur les chiffres du compte de résultat publiés au 31 décembre 2017 sont donnés à titre informatif, afin de permettre une comparabilité avec le compte de résultat au 31 décembre 2018.

2.2.2 Principales implications de la norme pour le Groupe

2.2.2.1 Classement et évaluation

Les actifs financiers du Groupe classés en « actifs disponibles à la vente » (ou « AFS – Available For Sale ») sous IAS 39 sont dorénavant comptabilisés soit en juste valeur par autres éléments du résultat global (OCI recyclable ou non recyclable) soit à la juste valeur par résultat.

Les principaux impacts de la mise en œuvre d'IFRS 9 au sein du Groupe portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement

- Concernant les parts détenues dans les OPC, les gains et pertes latents, jusqu'alors comptabilisés en OCI, et transférés en résultat lors de leur cession, affectent désormais directement le compte de résultat du Groupe conformément à leur classification IFRS 9.

Sur ces instruments représentant un solde de 18 382 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 1 807 millions d'euros avant impôts (1 172 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Pour les titres de capitaux propres non détenus à des fins de transactions, le Groupe a retenu pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en OCI non recyclable.

Sur ces instruments représentant un solde de 1 679 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 135 millions d'euros avant impôts (87 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Le portefeuille des titres de dettes, notamment obligataires, représente un solde de 20 863 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Sur ce total, 20 828 millions d'euros sont gérés dans le cadre du modèle « collecte et vente » et remplissent les caractéristiques du test SPPI. Il en résulte une comptabilisation des variations de juste valeur en OCI recyclable, sans changement par rapport au traitement comptable antérieur.

Le montant des variations de juste valeur conservé en OCI recyclable sur ces instruments s'élève à 245 millions avant impôts (162 millions d'euros après impôts) au 1^{er} janvier 2018.

- Le reste du portefeuille (35 millions d'euros au 31 décembre 2017) est désormais comptabilisé en juste valeur par résultat.

Sur ces instruments représentant un solde de 35 millions d'euros, les variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 3 millions d'euros avant impôts (2 millions d'euros après impôts), sont reclassées en autres réserves consolidées sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille des actifs dédiés (qui s'élève au total à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 45).

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduit par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle

nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe.

Catégories IAS 39 (en millions d'euros)	Solde au bilan 31/12/2017 retraité ⁽¹⁾	Catégories IFRS 9				Réserve brute de juste valeur 01/01/2018	Réserve nette de juste valeur (après impôt) 01/01/18 ⁽²⁾
		Coût amorti	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat		
Actifs disponibles à la vente	40 924	-	20 828	444	19 652	2 190	1 423
Actifs dédiés d'EDF	20 848	-	4 992	-	15 856	2 114	1 347
Actifs liquides d'EDF	18 963	-	15 815	-	3 148	73	73
Autres actifs	1 113	-	21	444	648	3	3
Prêts et créances	14 622	14 330	-	-	292	-	-
Clients et comptes rattachés⁽³⁾	16 843	15 187	1 656	-	-	-	-

(1) Voir dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 la note 36.2.2 pour les AFS, la note 36.3 pour les prêts et créances. Pour les clients et comptes rattachés, le montant indiqué est retraité des impacts de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

(2) Cela correspond au cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 164 millions d'euros.

(3) Les créances clients d'Edison (Italie) entrent dans le modèle « collecte et vente » et sont donc classées dans la catégorie Juste valeur par OCI recyclable.

6.

2.2.2.2 Dépréciation

L'application de manière rétrospective des dispositions du modèle de dépréciation IFRS 9 à l'ensemble des actifs financiers concernés, donne lieu à la comptabilisation d'un impact de (34) millions d'euros (nets d'impôts) enregistré dans les réserves d'ouverture.

2.2.2.3 Comptabilité de couverture

L'application prospective des dispositions d'IFRS 9 à la comptabilité de couverture n'a pas engendré d'impact sur les réserves d'ouverture dans la mesure où l'ensemble des relations de couverture ont été maintenues au 1^{er} janvier 2018.

2.2.2.4 Renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du Board de l'IASB en juillet 2017. Celle-ci précise que la modification du coût amorti de la dette en date de restructuration doit être constatée en résultat contrairement à la pratique actuelle, qui consistait à lisser cet ajustement sur la durée résiduelle de la dette renégociée.

L'impact de l'application rétrospective au 1^{er} janvier 2018 de cette clarification de la norme sur les réserves d'ouverture du Groupe s'élève à 28 millions d'euros (nets d'impôts).

2.2.2.5 Synthèse des impacts au titre de la variation des capitaux propres du Groupe (après impôts) au 1^{er} janvier 2018

Impacts (en millions d'euros (nets d'impôts))	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable)	Autres réserves consolidées et résultat ⁽¹⁾
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	(306)	40 103
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable ⁽²⁾	(1 261)	1 261
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(159)	159
■ Dépréciation (voir note 2.2.2.2)	6	(34)
■ Renégociation de dettes (voir note 2.2.2.4)	-	28
	(1 414)	1 414
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	(1 720)	41 517

(1) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(2) Inclut au 31 décembre 2017, le cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour lesquels l'option en OCI non recyclable a été prise pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 2 millions d'euros (voir note 2.2.2.1).

2.2.2.6 Information sur les impacts sur le résultat de l'exercice 2017 de la mise en œuvre d'IFRS 9 sur les actifs financiers

L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat du Groupe au 31 décembre 2017 est donné à titre informatif et afin de permettre la comparabilité des périodes. Les principaux impacts concernent les actifs financiers à la juste valeur par OCI non recyclable ou par résultat. Sur ces instruments, l'impact

aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 215 millions d'euros sur le résultat financier (176 millions d'euros sur le résultat net) consistant en :

- la non-reconnaissance des plus ou moins-values de cession réalisées sur l'exercice 2017 pour (931) millions d'euros, dont (985) millions d'euros sur les actifs dédiés (voir note 15.3) ;
- la comptabilisation en résultat des variations de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2017, représentative de la volatilité sur la période, soit 1 146 millions d'euros dont 1 158 millions d'euros sur les actifs dédiés.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

(en millions d'euros)	2017 Information publiée	Retraitements IFRS 9	2017 Information retraitee
Excédent brut d'exploitation	13 742	-	13 742
Résultat d'exploitation	5 637	-	5 637
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	-	(1 778)
Effet de l'actualisation	(2 959)	-	(2 959)
Autres produits et charges financiers	2 501	215	2 716
Résultat financier	(2 236)	215	(2 021)
Impôts sur les résultats	(147)	(96)	(243)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises ⁽¹⁾	35	57	92
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 289	176	3 465

(1) Concerne la participation dans CENG

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 LE PREMIER DES DEUX EPR DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE TAISHAN EN CHINE ENTRE EN EXPLOITATION COMMERCIALE

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures. Le succès de cette étape marque l'atteinte de l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. La centrale de Taishan avec ses deux réacteurs pourra fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO₂ par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO₂ par an.

Le projet de centrale nucléaire de Taishan est porté par INPVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Yuedian (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR de troisième génération, qui répond aux meilleurs standards de sûreté internationaux. EDF a également apporté le retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3, dont la prise en compte a été un facteur clé du succès de Taishan 1 dans les premières phases du chantier.

Taishan 1 apporte aux réacteurs EPR dans le monde son retour d'expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. EDF et CGN sont partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B, qui repose sur la technologie Hualong.

3.2 CESSIION D'UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 200 ACTIFS À USAGE DE BUREAUX ET D'ACTIVITÉS PAR LE GROUPE EDF À COLONY CAPITAL

Le Groupe, notamment au travers de sa filiale Sofilo, a réalisé le 28 novembre 2018 la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à des véhicules d'investissements gérés par Colony Capital.

Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Ile-de-France et en régions, développe une surface totale d'environ 430 000 m². L'opération a été assortie d'un contrat de location opérationnelle par le groupe EDF.

La finalisation de cette transaction clôt la réalisation du plan de cession d'actifs du groupe EDF sur la période 2015-2020 de 10 milliards d'euros.

3.3 FINALISATION DE LA CESSIION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co., Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axam – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 73,7 millions d'euros (voir note 3.2). L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en autres produits et charges d'exploitation de 18 millions d'euros (voir note 14). Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie créée d'environ un milliard d'euros.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés**3.4 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS**

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

3.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (%) des montants en circulation	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FRO011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FRO011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FRO011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FRO011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre d'achat est intervenu le 5 octobre 2018.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds pour un montant net de frais de 1 329 millions d'euros.

3.7 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros (voir note 38.2.5) dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a approuvé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital, afin de financer ses actifs en construction.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 1 243 millions d'euros.

3.6 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

6.**3.8 EDF RENOUEVABLES****3.8.1 EDF Renouvelables investit dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer**

EDF Renouvelables en Amérique du Nord et Shell New Energies U.S. LLC (Shell) ont annoncé le 20 décembre 2018 avoir constitué une joint-venture codétenue à parité (Atlantic Shores Offshore Wind, LLC) pour le développement du site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines.

La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW, soit l'équivalent de la consommation annuelle en énergie de près d'un million de foyers. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement.

Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des États-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Dans le cadre de ce projet, le droit au bail maritime a été acquis pour un prix maximum de 199 millions d'euros pour la part EDF.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

3.8.2 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la Société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.9 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

3.10 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;

- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1^{er} semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualité ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4^e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros 2019, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2^e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

3.11 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2017**3.11.1 Augmentation de capital d'EDF SA**

Le 30 mars 2017, EDF avait réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros, s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant s'est décomposé de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) étaient comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital.

3.11.2 Acquisition de 75,5 % de Framatome

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x⁽¹⁾.

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018 (voir note 5.1).

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 132 millions d'euros complémentaires par rapport à la valorisation initiale sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

Le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital est présenté en note 3.2.4.1 des comptes consolidés du 31 décembre 2017 et le bilan d'ouverture définitif figure en note 5.1.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

3.11.3 Cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Co-entreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE »), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Cette transaction a eu un impact en 2017 sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros, tenant compte d'un prix de cession de 1,3 milliard d'euros pour la partie non affectée aux actifs dédiés et d'un effet désendettement de 2,8 milliards d'euros lié à la perte de contrôle de CTE.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est consolidée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

(1) EBITDA normalisée pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5^e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs supplémentaires pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment via l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5^e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par le Groupe en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). Le Groupe étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Econocom.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Econocom consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

4.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NDME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1^{er} février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de – 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1^{er} août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

4.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, 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 corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)⁽¹⁾. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.

Le 17 mai 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1^{er} août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 3 % en moyenne au 1^{er} août 2018, dont + 1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, 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 corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. Le TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

■ Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays. Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a

maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal officiel du 28 janvier 2017.

- Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.
- Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », de « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction) ».

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1^{er} août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1^{er} août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1^{er} août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %) ;
- la diminution de – 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne – 1,16 % pour les utilisateurs HTA, – 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), via la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), via la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros²⁰¹⁸. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL)

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Par ailleurs, les arrêtés rectificatifs définissant le niveau des dotations et contributions au titre du FPE pour les années 2012 à 2015 ont été annulés par le Conseil d'État le 9 mars 2018. Des discussions sont en cours concernant le paramétrage des coefficients permettant le calcul des contributions ou recettes respectives d'Enedis et des différentes entreprises locales de distribution (ELD). À ce jour, les pouvoirs publics n'ont pas adopté les nouveaux arrêtés rectificatifs pour cette période, ni pour les années 2016 à 2018.

Les états financiers au 31 décembre 2018 intègrent le risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg pour la période 2012-2018, sur la base des échanges en cours avec les pouvoirs publics, sans préjudice du niveau définitif qui sera arrêté, ni de la position soutenue par les entreprises concernées auprès des pouvoirs publics.

4.4 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser via deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3,3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés via le Budget Général.

À noter que depuis le 1^{er} janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fonds de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2019, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créée par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS, qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L 314-14-1 du Code de l'énergie ;

- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables – (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;

- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la réprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la réprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement, qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 2 014 millions d'euros.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

au titre de 2017 (5 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

4.5 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif institué par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités en GW	Prix €/kW
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires – ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau

d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, le groupe EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Économies d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

4.7 ARENH

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh, dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur l'exercice 2018, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis la cession de Dunkerque LNG (voir note 3.3), et hormis les opérations présentées ci-dessous :

5.1 FRAMATOME – FINALISATION DE LA COMPTABILISATION DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé au 31 décembre 2018, la comptabilisation du regroupement d'entreprises lié à l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

Le montant final de certains éléments d'ajustements du prix d'acquisition ne devant être connu que postérieurement au 31 décembre 2018, le Groupe a estimé la valeur attendue de ces éléments (voir note 3.11.2) pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises au 31 décembre 2018.

Les éventuels ajustements ultérieurs de l'estimation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle seront comptabilisés en résultat.

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée définitif de Framatome au 31 décembre 2017, très peu différent du bilan d'entrée provisoire figurant en note 3.11.2, s'établit comme suit :

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture définitives
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 272
Immobilisations corporelles	1 096
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	92
Actifs financiers	171
Impôts différés actifs	132
Stocks	610
Clients et comptes rattachés	4 422
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	604
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	8 404

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture définitives
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	147
Capitaux propres – part du Groupe	854
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4
Total des capitaux propres	858
Provisions	967
Passifs financiers	10
Impôts différés passifs	172
Fournisseurs et comptes rattachés	455
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 921
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 404

Ce bilan du sous-Groupe Framatome est avant élimination des positions avec les sociétés du Groupe, les éliminations concernant principalement les postes clients et autres crédateurs.

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition retenu a été ajusté des compléments et ajustements de prix attendus.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

L'écart d'acquisition définitif au 31 décembre 2018 enregistré sur l'opération, selon la méthode du goodwill partiel sur la base d'une détention à 75,5 %, se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de la participation	1 960
Contrepartie transférée au 31 décembre 2018 (A)	1 960
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	645
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	645
GOODWILL DÉFINITIF (A) - (B)	1 315

5.2 ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE

Le groupe EDF, via EDF Renewables au Royaume-Uni, détenu par EDF Energy et EDF Renewables, a acquis le projet de parc éolien « Nairn na Gaoithe ⁽¹⁾ » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur international de l'éolien et du solaire, au terme d'un processus compétitif.

Ce parc éolien en mer générera une puissance de 450 MW, et pourra alimenter plus de 375 000 foyers ⁽²⁾.

Le projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse et s'étend sur une superficie de 105 km². Il bénéficie d'un Contract for Difference (CFD) d'une durée de 15 ans au tarif de 140 € par MWh (correspondant à l'indexation du tarif de 2012, qui était fixé à 114,39 €/MWh), ainsi que des accords de raccordement au réseau. Ce projet bénéficie par ailleurs d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. La mise en service du parc est prévue en 2023.

L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling. Le projet sera ouvert à des partenaires le moment venu pour partager cet effort d'investissement.

5.3 EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE EDISON ÉNERGIE (EX GAS NATURAL VENDITA ITALIA)

Suite à l'approbation de l'Union européenne, Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia (GNVI)) le 22 février 2018, et a renforcé sa position sur le marché domestique, en augmentant sa clientèle de 50 % et en étendant sa présence dans tout le pays. Le portefeuille de Edison Énergie est principalement situé dans le sud de l'Italie et se compose majoritairement de clients gaziers. Avec cette transaction, Edison renforce sa position d'opérateur énergétique national dans le secteur du commerce de détail. Le prix payé pour l'acquisition de la société s'élève à 193 millions d'euros (voir note 44.1.2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2017) et le goodwill comptabilisé suite à cette acquisition s'élève à 80 millions d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de l'acquisition de Edison Énergie ouvre la voie au transfert, à Edison, du contrat de fourniture de gaz en provenance du gisement de Shah Deniz II en Azerbaïdjan.

6.

(1) Nairn na Gaoithe : traduction en gaélique de « Strength of the Wind » (puissance du vent).

(2) Sur la base de la consommation moyenne d'électricité par foyer de 3 889 kWh le tout divisé par la consommation d'énergie globale au Royaume-Uni (publiée en juillet 2017), et du coefficient de charge moyen des éoliennes offshore de Renewable-UK estimé à 37,2 %.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

NOTE 6 INFORMATIONS SECTORIELLES

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

En 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « France – Activités de production et commercialisation » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF. Les activités de trading de matières premières d'EDF et autres sont également incluses dans ce secteur ;

- « France – Activités régulées » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Electricité de Strasbourg ;

- « Framatome » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;

- « 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 ;

- « EDF Renouvelables » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles) ;

- « Dalkia » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;

- « Autres métiers » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements-Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables (1)	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 477	2 227	1 089	3 633	1 737	-	68 976
Chiffre d'affaires intersecteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	26 096	16 048	3 313	8 970	8 507	2 411	1 505	4 189	2 601	(4 664)	68 976
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 327	4 916	465	783	791	240	856	292	858	(263)	15 265
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 963	1 914	240	(397)	(127)	(10)	316	72	574	(263)	5 282
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 317	7 578	108	20	206	548	142	-	10 195
Immobilisations incorporelles et corporelles	53 219	60 802	2 392	15 467	6 197	2 119	8 856	2 283	689	-	152 024
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises (2)	2 394	-	87	79	73	4 053	1 307	29	265	-	8 287
Autres actifs sectoriels (3)	19 313	3 583	1 965	4 604	2 541	647	824	1 909	3 893	-	39 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73 384
TOTAL ACTIF	74 979	64 608	5 761	27 728	8 919	6 839	11 193	4 769	4 989	-	283 169
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(9 006)
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)	-	(596)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	336	401	848	304	518	-	8 177
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	447	216	1 919	388	112	-	16 186

(1) EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (co-entreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(3) 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 799 millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés

6.1.2 Au 31 décembre 2017

L'information au 31 décembre 2017 a été retravaillée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 31 décembre 2018 et les dispositions de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.4).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commer- cialisation	France – Activités régulées	Frama- tome ⁽¹⁾	Royaume -Uni	Italie	Autre internat- ional	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Élimi- nations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 011	15 773	-	8 681	7 700	2 993	971	3 271	1 492	-	64 892
Chiffre d'affaires intersectoriel	1 073	63	-	7	22	173	309	480	983	(3 110)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	25 084	15 836	-	8 688	7 722	3 166	1 280	3 751	2 475	(3 110)	64 892
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 896	4 898	-	1 035	910	457	751	259	536	-	13 742
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 048	2 035	-	(296)	(96)	314	361	13	258	-	5 637
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 257	7 586	18	15	206	537	141	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 433	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	8 230	2 128	2 103	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises ⁽²⁾	2 040	-	92	114	67	3 812	903	34	187	-	7 249
Autres actifs sectoriels ⁽³⁾	20 165	3 784	1 694	4 306	2 405	628	578	1 737	5 072	-	40 369
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	72 691	63 015	5 379	26 080	8 886	6 610	9 917	4 436	7 503	-	271 842
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 138)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(361)	(187)	(108)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(29)	(1)	-	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	113	155	940	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 839	4 003	-	2 408	457	325	1 190	392	133	-	14 747

(1) Le groupe Framatome a été acquis au 31 décembre 2017.

(2) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulées.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 147 millions d'euros.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

■ **« Production – Commercialisation »** : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;

■ **« Distribution »** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;

■ **« Autres »** : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers, qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽²⁾	25 217	15 555	172	40 944
■ dont International et Autres métiers	21 392	-	6 640	28 032
CHIFFRE D'AFFAIRES	46 609	15 555	6 812	68 976

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2).

(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulières » (voir note 6.1).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽¹⁾	24 327	15 292	165	39 784
■ dont International et Autres métiers	20 326	-	4 782	25 108
CHIFFRE D'AFFAIRES	44 653	15 292	4 947	64 892

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulières » (voir note 6.1).

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**COMPTE DE RÉSULTAT****NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES**

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	63 713	62 102
Autres ventes de biens et de services	4 387	2 186
Trading	876	604
CHIFFRE D'AFFAIRES	68 976	64 892

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2018 est en hausse de 4 % soit 2,6 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 3,9 % soit + 0,9 milliard d'euros), en Italie (+ 6,1 % soit + 0,5 milliard d'euros), et de façon générale sur l'ensemble des segments (chiffres en données contributives).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des reventes sur les marchés des obligations d'achats (effet neutre en EBE avec la CSPE), notamment du fait d'un fort effet volume, d'effets prix favorables sur les offres de marché, et de l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation. La forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, de même que celle de la production

hydraulique (+ 9,2 TWh en net), ont quant à elles essentiellement permis de réduire la position nette acheteuse en euros sur les marchés par rapport à la situation de 2017. Ces effets sont favorables pour l'EBE mais ne se traduisent pas dans la comparaison du chiffre d'affaires entre 2017 et 2018, le Groupe étant en position d'acheteur net en euros sur les deux exercices.

En Italie, le chiffre d'affaires est en croissance en raison d'une évolution favorable des volumes sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique en lien avec une meilleure hydraulichité et d'effets prix très favorables sur les activités gaz et exploration-production grâce à l'évolution favorable du prix du brut et du gaz.

Par ailleurs, l'effet périmètre de Framatome, acquis au 31 décembre 2017, sur les autres ventes de biens et services s'élève à 1 904 millions d'euros.

6.**NOTE 8 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE**

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 337)	(12 167)
Achats d'énergie	(13 351)	(13 816)
Charges de transport et d'acheminement	(7 724)	(7 441)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(18)	80
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	418	443
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(33 012)	(32 901)

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fossiles, 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.

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Services extérieurs	(13 189)	(11 678)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 504)	(2 706)
Production stockée et immobilisée	7 139	5 485
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	190	160
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 364)	(8 739)

Retraité des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les autres consommations externes sont stables par rapport à 2017.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Rémunérations	(8 776)	(7 790)
Charges de sécurité sociale	(1 963)	(1 844)
Intéressement et participation	(278)	(223)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(383)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(233)	(212)
Avantages à court terme	(11 638)	(10 452)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 033)	(938)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 017)	(994)
Avantages postérieurs à l'emploi	(2 050)	(1 932)
Autres avantages à long terme	-	(83)
Indemnités de fin de contrat	(2)	11
Autres charges de personnel	(2)	(72)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 690)	(12 456)

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les charges de personnel sont en diminution de 0,6 % par rapport à 2017, principalement sur le secteur France - Activités de production et commercialisation.

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2018	2017
Statut IEG	98 358	100 185
Autres	63 850	50 888
EFFECTIFS MOYENS	162 208	151 073

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus pour l'année 2017 n'intégraient pas l'effet de l'acquisition de Framatome, compte tenu de sa date d'acquisition (31 décembre 2017).

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociales – Ressources humaines », partie 3.9.3.2.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	(297)	(267)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 561)	(1 518)
Autres impôts et taxes	(1 839)	(1 756)
IMPÔTS ET TAXES	(3 697)	(3 541)

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**NOTE 12 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS**

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Subventions d'exploitation	12.1	6 846	6 823
Résultat de déconsolidation	12.2	194	214
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	54	57
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		73	42
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(132)	137
Autres produits et charges	12.3	(983)	(786)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		6 052	6 487

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017).

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIION D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2018 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 19,2 millions d'euros (180 millions d'euros en 2017) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 26,2 millions d'euros (30,7 millions d'euros en France et en Italie en 2017).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges intègrent principalement les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

NOTE 13 PERTES DE VALEUR/REPRISES

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(52)	(16)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-43	(546)	(502)
Pertes de valeur nettes des reprises		(598)	(518)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2017 s'élevaient à (518) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (188) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison pour (150) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (131) millions d'euros (notamment au titre de certains actifs immobiliers au Royaume-Uni et en France et à des projets hydrauliques en France) ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis) pour (29) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (618) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2017 (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2018 s'élèvent à (598) 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 2018, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Par ailleurs, comme indiqué en note 3.11.2, le Groupe a finalisé en date du 31 décembre 2018, l'allocation du prix d'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome. Les actifs acquis, notamment le goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017, date de l'acquisition.

Les travaux conduits dans le cadre des tests de dépréciation au 31 décembre 2018 ne remettent pas en cause les valeurs ainsi déterminées.

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 2018 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 604			-
	Marque British Energy	34	6,3 %	-	(34)
			6,5 % (distribution) – 8,9 % (exploration-production)		
Italie	Marque Edison	945		2,0 %	-
	Goodwill Dalkia	550	4,4 %	1,7 %	-
Dalkia	Marque Dalkia	130	4,9 %	1,7 %	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(34)

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 2018 <i>(en millions d'euros)</i>
	CC GT	Baisse des <i>clean spark spread</i> et suspension temporaire du mécanisme de capacité		(106)
Royaume-Uni	Centrales charbon	Niveau des <i>clean dark spread</i> et suspension temporaire du mécanisme de capacité	6,3 %	(16)
		Baisse des perspectives des cours du Brent à long terme et Profils de production selon les champs	6,9 % – 10,4 % selon les pays	(308)
Italie	Actifs E&P d'Edison			
EDF Renouvelables	UGT d'EDF Renouvelables		4,2 % – 6,4 %	(103)
Autres pertes de valeur				(31)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(564)

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**Hypothèses générales**

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement stables par rapport au 31 décembre 2017. Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), l'effet de la diminution des taux d'imôts est compensé par l'évolution légèrement en baisse des taux sans risque et du risque pays. Au Royaume-Uni et en Italie, les CMPC restent stables malgré les impacts des réformes fiscales, les primes de risque pays sont maintenues à un niveau identique à 2017. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2018 est en nette amélioration par rapport à 2017 avec des prix de marché de l'électricité en forte augmentation. Les prix des matières premières se sont accrues en 2018 même si la hausse s'est ralentie sur le second semestre. Les prix du CO₂ ont également connu une augmentation significative, notamment sous l'impulsion de la Market Stability Reserve.

Sur l'horizon de marché, les prix forward sont également en nette hausse par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

En revanche, sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est en baisse par rapport à l'an dernier, le scénario de référence intégrant de façon plus marquée les objectifs environnementaux, notamment européens, avec pour conséquence une réduction de la demande en énergies fossiles. Les trajectoires des prix des combustibles et de l'électricité retenues dans le cadre des tests de dépréciation ressortent ainsi dans les différents pays cœur en deçà de celles retenues l'an dernier malgré les impacts du mécanisme de l'ETS (EU Emissions Trading System) avec une baisse plus marquée au Royaume-Uni en raison d'une prudence accrue sur le maintien dans le temps du Carbon Price Support. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, reste un moyen incertain pour rétablir une rémunération suffisante pour certains actifs de production. Ainsi, ce mécanisme n'est toujours pas adopté en Italie. Au Royaume-Uni, le marché de capacité britannique est suspendu depuis le 18 novembre 2018 suite à une décision de la Cour européenne de Justice conduisant à sa non-conformité aux règles européennes relatives aux Aides d'État ; le test effectué prend en compte la mise en place d'un nouveau système à partir du deuxième semestre 2019, hypothèse cohérente avec l'objectif du gouvernement britannique de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 avec une livraison en 2019/2020.

À fin 2018, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy**Marque British Energy**

La marque British Energy est désormais intégralement dépréciée au 31 décembre 2018, les perspectives d'utilisation ou de cession étant aujourd'hui très limitées.

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Les investissements réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (16) millions d'euros en cohérence avec les décisions prises en 2017 de fermeture anticipée des centrales. Le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam.

Au 31 décembre 2018, la suspension temporaire du mécanisme de capacité et, sur le long terme, des perspectives plus basses sur les prix de capacité et sur les clean spark spreads par rapport à la vision fin 2017 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (106) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des clean spark spread aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C) et Goodwill

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (7 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de technologie 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). Le niveau de production retenue pour le test est en ligne avec la haute disponibilité du parc nucléaire atteinte ces dernières années, l'exercice 2018 ayant connu un niveau de production décalé à la baisse en raison de certains événements spécifiques. La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy diminue par rapport à 2017, majoritairement en lien avec les trajectoires de prix long terme en baisse, mais reste supérieure à la valeur nette comptable des actifs. Une variation de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 14 % sur la valeur recouvrable de l'actif sans remise en cause de la marge du test.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « Contract for Difference » (CFD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CFD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR ; si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CFD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

De même qu'au 31 décembre 2017, le test tient compte des dernières estimations des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) c'est-à-dire un coût à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) de 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % (contre environ 9 % initialement).

Hormis les éléments rappelés ci-avant s'agissant des perspectives de prix de moyen et de long terme, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également en 2018 des hypothèses en diminution sur le niveau de marges à l'aval, en lien avec la mise en place du cap sur le Standard Variable Tariff et à plus long terme, de taux de marge jugés relativement limités sur le marché britannique. Sur ces bases, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2018.

S'agissant d'HPC, la revue de projet identifiant par ailleurs un risque de report de la livraison (Commercial Operations Date) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse un TRI pour EDF d'environ 8,2 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités plus dégradées ont également été conduites à titre illustratif, avec par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling par rapport au nouveau business plan de référence, ne remettant pas en cause la valeur comptable d'EDF Energy.

Par ailleurs, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exogènes 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.

6. ETATS FINANCIERS

Compte de résultat

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation, qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. Une étude externe de valorisation de la marque a par ailleurs été réalisée et conduit à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de certains actifs « électricité » est en amélioration du fait de l'environnement de marché court terme favorable (actifs hydrauliques) ou d'investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité (actifs éoliens). Les actifs thermiques, en revanche, voient leur valeur recouvrable diminuer du fait de perspectives légèrement en baisse du niveau des prix de la capacité et des services auxiliaires sur le long terme, sans remettre en cause toutefois la marge du test.

Des risques additionnels d'un montant de (308) millions d'euros ont en revanche été mis en évidence en 2018 sur certains champs d'exploration-production, sous l'effet principalement d'une dégradation des perspectives des cours du Brent sur le long terme et pour certains d'entre eux, de la révision de profils de production.

Par ailleurs, dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation, les tests de sensibilité donnent les indications suivantes :

- pour les actifs de production d'électricité « merchant », une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC entraînerait un risque maximal d'environ (30) millions d'euros, soit moins de 2 % de la valeur comptable de ces actifs ;
- s'agissant des actifs d'exploration production, une baisse des prix des commodités de 5 % introduirait un risque additionnel de l'ordre de (60) millions d'euros.

EDF Renewables

En 2018, 103 millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renewables, concernant principalement un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis.

Dalkia

Au 31 décembre 2018, le goodwill de Dalkia ressort à 550 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. Selon les hypothèses actualisées en 2018, 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 de 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 2018 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2018. 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 exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France, conforté par la hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix forwards.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

Autre international – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur EDF Luminus ne met pas en évidence de risque de dépréciation. La marge du test est toutefois pénalisée par les actifs nucléaires Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4, dans lequel EDF Luminus détient 10,2 %.

Enfin, des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2018 à hauteur de (39) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**NOTE 14 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION**

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (105) millions d'euros au 31 décembre 2018. Ils comprennent principalement une plus-value de 755 millions d'euros dans le cadre de la cession de Dunkerque LNG et une dotation aux provisions pour contrat onéreux de (73,7) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros (voir note 3.3). Ils comprennent également (36) millions d'euros liés aux primes

exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions d'euros liés à l'ajustement du mécanisme de *guaranteed minimum pension* d'EDF Energy (voir note 31.3.1).

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros au 31 décembre 2017 et comprenaient principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

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)	2018	2017
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 769)	(1 869)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(93)	37
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	102	31
Résultat net de change sur endettement	44	23
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 716)	(1 778)

6.**15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION**

L'effet 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.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

L'augmentation de cette charge au 31 décembre 2018 est en lien avec une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France en 2018 plus forte qu'en 2017 (voir note 29.1).

(en millions d'euros)	2018	2017
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(875)	(884)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(2 480)	(1 968)
Autres provisions et avances	(131)	(107)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 486)	(2 959)

(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)	2018	2017
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	21
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	254	295
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	496	-
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(995)	(102)
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	-	1 395
Autres charges financières	(261)	(52)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(91)	(41)
Produits sur les actifs de couverture	475	470
Intérêts d'emprunts capitalisés	502	515
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	393	2 501

Les données comparatives de l'année 2018 n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Ainsi, les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent sur l'année 2018 des dividendes et des produits

d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 494 millions d'euros ainsi que des plus-values nettes de cessions pour un montant de 2 millions d'euros (dont (1,2) millions d'euros sur les actifs dédiés).

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

Les dividendes et produits d'intérêts sur titres de dettes étaient présentés sur l'année 2017 avec les plus-values nettes de cessions au sein des « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » pour un montant de 410 millions d'euros.

Les autres produits et charges financiers induisent sur l'année 2018, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour (995) millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la baisse, notamment en fin d'année 2018, cette évolution défavorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de (1 026) millions d'euros (dont

(989) millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 31 millions d'euros. En 2017, les autres variations de juste valeur des instruments financiers pour (102) millions d'euros incluaient (42) millions d'euros au titre des actifs dédiés et concernaient principalement des instruments dérivés détenus à des fins de transactions.

Inversement, les « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » incluaient sur l'année 2017 des plus-values de cessions (incluant des reprises de provisions) pour 985 millions d'euros (dont 985 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

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)	2018	2017
Impôts courants	(358)	42
Impôts différés	507	(189)
TOTAL	149	(147)

En 2018, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (168) millions d'euros et des autres filiales pour (190) millions d'euros (respectivement 314 millions d'euros et (272) millions d'euros en 2017).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2018	2017
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	473	3 401
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(163)	(1 171)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(90)	51
Différences permanentes ⁽²⁾	30	476
Impôts sans base ⁽³⁾	239	478
Actifs d'impôts différés non reconnus	132	20
Autres	1	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	149	(147)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	- 31,54 %	4,32 %

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,54 % (contre (147) millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 4,32 %) est essentiellement lié à des éléments non récurrents (cessions ou dépréciations). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,70 %, contre 18 % en 2017.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

■ pour 2018 :

- ⁽¹⁾ l'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros (principalement Dunkerque LNG - voir note 3.3);
- ⁽²⁾ l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros;

■ pour 2017 :

- ⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition en Belgique de 33,99 % à 25 % en 2020 et aux États-Unis de 40 % à 27 %, s'élevant respectivement à 38 millions et 46 millions d'euros,
- ⁽²⁾ l'impact favorable des cessions de participations (principalement l'opération CTE/RTE) et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 389 millions d'euros,
- ⁽³⁾ l'impact favorable de la réclamation sur la contribution de 3 % sur les revenus distribués pour 255 millions d'euros (produit non imposable) ainsi que l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS**

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts différés actifs	1 220	1 641
Impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 142)	(631)
Variation en résultat net	508	(189)
Variation en capitaux propres	(354)	(437)
Écarts de conversion	23	61
Mouvements de périmètre	(28)	22
Autres mouvements	(16)	32
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 009)	(1 142)
Dont impôts différés actifs	978	1 220
Dont impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2018 est liée à hauteur de (309) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((349) millions d'euros sur l'exercice 2017).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 627)	(5 419)
Provisions pour avantages du personnel	4 493	5 203
Autres provisions et pertes de valeur	557	378
Instruments financiers	172	163
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 448	1 289
Autres	187	132
Impôts différés actifs et passifs	1 230	1 746
Impôts différés actifs non reconnus	(2 239)	(2 888)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 009)	(1 142)

Au 31 décembre 2018, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 239 millions d'euros (2 888 millions d'euros au 31 décembre 2017) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 449 millions d'euros (2 043 millions d'euros au 31 décembre 2017) 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 de 495 millions d'euros (499 millions d'euros en 2017) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2039.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 662 millions d'euros (497 millions d'euros en 2017) et se situent principalement aux États-Unis pour 230 millions d'euros (199 millions d'euros en 2017) et en France pour 214 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017), ainsi qu'au Canada et en Belgique. 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, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

NOTE 17 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 177	3 173
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	593	2 608
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	2 968 327 473	2 660 243 412
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	2 968 327 473	2 660 243 412
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,20	0,98
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,20	0,98

En 2018, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 847 millions d'euros correspondant à l'émission de 82 828 872 actions.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

NOTE 18 GOODWILL

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 036	8 923
Acquisitions	116	1 396
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(61)	(282)
Autres mouvements	104	(1)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 195	10 036
Valeur brute à la clôture	10 960	10 802
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(765)	(766)

En 2018, les variations observées sont liées principalement à :

- la variation du goodwill liée à la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises sur l'acquisition de Framatome du 31 décembre 2017 pour 58 millions d'euros (voir notes 5.1 et 3.11.2) ;
- l'acquisition d'Edison Énergie (ex GNV) réalisée par Edison en Italie pour 80 millions d'euros (voir note 5.3) et Attiva pour 13 millions d'euros ;

- des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2017, les variations observées étaient liées principalement à l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.11.2) et à des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

6.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
France – Production et commercialisation	53	53
France – Activités régulées	223	223
Framatome ⁽¹⁾	1 317	1 257
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 578	7 586
Italie	108	18
Autre international	20	15
Dalkia	548	536
EDF Renouvelables	206	206
Autres métiers	142	142
TOTAL GROUPE	10 195	10 036

(1) : Au 31 décembre 2018, 1 315 millions d'euros sur l'acquisition de Framatome (voir note 5.1).

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Logiciels	4 034	774	(165)	(10)	24	7	4 664
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	(229)	581
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	440	1 144	(1 082)	(2)	-	1	501
Autres immobilisations incorporelles	7 501	1 023	(40)	(11)	214	33	8 720
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 211	32	(6)	1	-	(5)	1 233
Valeurs brutes	13 996	2 973	(1 293)	(22)	238	(193)	15 699
Amortissements et pertes de valeur	(5 100)	(1 109)	170	15	2	241	(5 781)
VALEURS NETTES	8 896	1 864	(1 123)	(7)	240	48	9 918

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2018 :

- 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 1 145 millions d'euros ;

- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 296 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (52) millions d'euros a été enregistrée en 2018.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 510 millions d'euros en 2018.

Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2017
Logiciels	3 624	638	(224)	(37)	23	10	4 034
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	428	1 123	(1 107)	(7)	1	2	440
Autres immobilisations incorporelles	5 975	410	(113)	(46)	1 322	(47)	7 501
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	995	128	(2)	(6)	96	-	1 211
Valeurs brutes	11 832	2 299	(1 446)	(96)	1 442	(35)	13 996
Amortissements et pertes de valeur	(4 382)	(976)	272	58	(71)	(1)	(5 100)
VALEURS NETTES	7 450	1 323	(1 174)	(38)	1 371	(36)	8 896

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2017 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 962 millions d'euros ;

- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 132 millions d'euros, 702 millions d'euros et 402 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (16) millions d'euros a été enregistrée en 2017.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 546 millions d'euros en 2017.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

**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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	54 677	53 034
Immobilisations en cours	1 838	1 705
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	56 515	54 739

**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 31/12/2017	2 746	89 955	4 131	96 832
Augmentations ⁽¹⁾	168	3 919	419	4 506
Diminutions	(19)	(595)	(172)	(786)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	2 895	93 279	4 378	100 552
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(1 397)	(39 778)	(2 623)	(43 798)
Dotations nettes aux amortissements	(64)	(237)	(193)	(494)
Diminutions	15	469	205	689
Autres mouvements ⁽²⁾	(12)	(2 148)	(112)	(2 272)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	(1 458)	(41 694)	(2 723)	(45 875)
Valeurs nettes au 31/12/2017	1 349	50 177	1 508	53 034
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	1 437	51 585	1 655	54 677

(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 concession.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

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 activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations :	6 026	6 369
Immobilisations en cours	1 313	1 238
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 339	7 607

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 31/12/2017	1 489	12 566	39	582	14 676
Augmentations	25	376	20	29	450
Diminutions	(1)	(83)	(35)	(3)	(122)
Écarts de conversion	-	17	-	-	17
Mouvements de périmètre	-	13	-	-	13
Autres mouvements	(3)	13	-	1	11
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	1 510	12 902	24	609	15 045
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(895)	(6 999)	(22)	(391)	(8 307)
Dotations nettes aux amortissements	(33)	(383)	(4)	(33)	(453)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(306)	-	-	(306)
Diminutions	1	46	11	3	61
Écarts de conversion	-	(11)	-	-	(11)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(2)	-	-	(1)	(3)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	(929)	(7 653)	(15)	(422)	(9 019)
Valeurs nettes au 31/12/2017	594	5 567	17	191	6 369
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	581	5 249	9	187	6 026

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.

Sur l'exercice 2018, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (2) millions d'euros et à (306) millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

**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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	47 779	48 972
Immobilisations en cours	30 377	26 515
Immobilisations financées par location-financement	96	135
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	78 252	75 622

Au 31 décembre 2018, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 12 479 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 622 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 7 502 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 108 millions d'euros) et de Sizewell C pour 133 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires pour 1 million d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 est de 10 065 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 9 874 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 191 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 3,28 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ;

■ et tient compte depuis le 1^{er} janvier 2018, de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 437 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 9 217 millions d'euros, pour un montant de coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 25 juillet 2018 de 10,9 milliards d'euros, exprimé en euros ₂₀₁₈.

Les variations observées sur les immobilisations corporelles (dont immobilisations en cours) intègrent également un effet de change de (129) millions d'euros du fait notamment de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Sur l'exercice 2018, des pertes de valeur ont été enregistrées d'une part, sur des immobilisations en cours et des immobilisations financées par location-financement pour un montant de (19) millions d'euros, et d'autre part, sur d'autres immobilisations du domaine propre pour un montant de (219) millions d'euros.

6.

**22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS
IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)**

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2017	13 019	68 890	20 837	17	18 765	121 528
Augmentations	610	3 336	187	-	1 857	5 990
Diminutions	(403)	(1 074)	(225)	-	(543)	(2 245)
Écarts de conversion	(8)	(89)	(9)	-	(23)	(129)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(233)	-	(1 367)	-	(755)	(2 355)
Autres mouvements ⁽²⁾	(17)	327	22	-	36	368
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	12 968	71 390	19 445	17	19 337	123 157
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(7 074)	(45 679)	(12 230)	(12)	(7 561)	(72 556)
Dotations nettes aux amortissements	(331)	(2 804)	(581)	-	(1 246)	(4 962)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	(154)	-	(65)	(219)
Diminutions	208	984	220	-	501	1 913
Écarts de conversion	1	45	12	-	3	61
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	12	-	71	1	57	141
Autres mouvements	(7)	230	63	-	(42)	244
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	(7 191)	(47 224)	(12 599)	(11)	(8 353)	(75 378)
Valeurs nettes au 31/12/2017	5 945	23 211	8 607	5	11 204	48 972
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	5 777	24 166	6 846	6	10 984	47 779

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à la cession du terminal méthanier de Dunkerque (voir note 3.3)

(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 289 millions d'euros (voir note 29.1)

(1) soit 241 millions d'euros en valeur brute diminuée de 50 millions d'euros d'amortissements

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paievements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	24	8	14	2	33
Paievements minimaux futurs à verser en tant que preneur	405	53	164	188	365

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant

dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

**NOTE 23 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES
ET LES CO-ENTREPRISES**

Le détail des entreprises associées et co-entreprises est le suivant :

		31/12/2018			31/12/2017	
(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE ⁽²⁾	A	50,10	1 406	283	1 241	249
CENG	P	49,99	1 667	102	1 494	(316)
Taishan (TNPJVC) ⁽³⁾	P	30,00	n.c.	n.c.	1 122	(17)
Alpiq ⁽⁴⁾	P, D, A, T	25,04	622	(41)	602	25
Autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises						
			n.c.	n.c.	2 790	94
TOTAL			8 287	569	7 249	35

n.c. : non communiqué

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres

(2) Au 31 décembre 2018, 50,1 % d'intérêts dans CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE – voir note 3.11.3)

(3) En 2017, par convention, la quote-part de résultat net présenté comprend 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le reste de l'année 2017.

(4) La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2018.

(5) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin décembre 2018 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2018).

Les autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC), Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur

différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.2).

23.1 CO-ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)**23.1.1 Éléments financiers de CTE**

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	17 740	17 163
Actifs courants	2 854	2 793
TOTAL ACTIF	20 593	19 956
Capitaux propres	2 807	2 476
Passifs non courants	13 225	12 870
Passifs courants	4 561	4 610
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	20 593	19 956
Chiffre d'affaires	4 817	3 143
Excédent brut d'exploitation	2 058	1 285
Résultat net	566	337
Endettement financier net	11 799	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	78	-
Dividendes versés	313	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE) comprenant 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017 du fait de la cession de CTE (voir note 3.11.3).

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	7 689	7 370
Actifs courants	1 142	965
TOTAL ACTIF	8 831	8 335
Capitaux propres	3 334	2 989
Passifs non courants	4 912	5 030
Passifs courants	585	316
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 831	8 335
Chiffre d'affaires	1 335	1 156
Excédent brut d'exploitation	579	396
Résultat net ⁽¹⁾	205	(633)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(123)	107
Dividendes versés	-	-

(1) Dont pertes de valeur à 100 % pour (982) millions d'euros au 31 décembre 2017.

23.2.2 Pertes de valeur

En 2017, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (491) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix forwards et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2018, la mise à jour du test de dépréciation pour les actifs de CENG conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, notamment en lien avec les nouvelles courbes de prix long terme publiées par les organismes externes sur le deuxième semestre et avec les effets de la réforme fiscale. Toutefois, étant considéré le contexte spécifique de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle des dépréciations précédemment enregistrées.

En effet, pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité du mécanisme ZEC correspondant à un

programme de subvention aux centrales nucléaires « Zero Emission Credit » (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

Pour rappel, aux termes de l'accord avec Exelon, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

23.3 TAISHAN**23.3.1 Éléments financiers de Taishan**

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	11 030	10 936
Actifs courants	350	66
TOTAL ACTIF	11 380	11 002
Capitaux propres	3 316	3 594
Passifs non courants	6 864	6 563
Passifs courants	1 200	845
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	11 380	11 002
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(56)	(39)
Dividendes versés	-	-

23.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société, qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

La mise en service commerciale du premier réacteur a eu lieu le 13 décembre 2018 (voir note 3.1), celle du deuxième réacteur est prévue en 2019.

Le processus d'élaboration du tarif étant en cours, un test de dépréciation sera mené dès lors que le tarif et son mécanisme d'indexation seront connus.

6.**23.4 ALPIQ**

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2018 (voir renvoi 4 du tableau de la note 23).

23.4.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016 retraité ⁽²⁾
Actifs non courants	4 833	5 394
Actifs courants	2 858	3 921
Actifs détenus en vue de la vente	1 022	5
TOTAL ACTIF	8 713	9 320
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 388	3 619
Passifs non courants	2 554	3 235
Passifs courants	2 154	2 465
Passifs détenus en vue de la vente	617	1
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 713	9 320
Chiffre d'affaires	6 444	5 576
Excédent brut d'exploitation	250	714
Résultat net	(80)	270
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	176	(24)
Dividendes versés	-	-

(1) Dont 869 millions d'euros d'emprunts hybrides

(2) Le bilan du groupe Alpiq au 31 décembre 2016 a été retraité d'une part d'impacts de présentation et d'autre part d'impacts de la modification du classement de certaines sociétés qui avaient été présentées en « activités détenues en vue de la vente » et qui sont désormais présentées au bilan.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de

650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

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 co-entreprises ».

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.

À noter que la valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2018 est de 475 millions d'euros.

23.4.2 Pertes de valeur

Le groupe Alpiq fait face à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non libéralisé. Ce contexte défavorable pèse sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse, de plus, les stratégies de couverture des prix ne permettent de profiter à court terme des remontées de prix de marché.

Alpiq annonçait, en mars 2016, la mise en œuvre d'un plan de mesures structurelles sur la production traditionnelle d'énergie afin de réduire son exposition aux prix de

gros avec la perspective d'une cession d'une partie de son parc de production. Ces démarches n'ont pas atteint les attentes du Groupe qui s'est alors concentré sur la vente de ses actifs de services énergétiques.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2018, le 24 août 2018, Alpiq a encore rappelé les difficultés générées par la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois, ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée par Alpiq dans ses comptes sur le premier semestre 2018. Sur le plan stratégique, Alpiq a conclu avec succès fin juillet 2018 la cession de ses activités de services énergétiques à la société française Bouygues Construction. Cette opération lui permet de se recentrer sur son cœur de métier et d'améliorer ses liquidités.

Fin août 2018, EDF a résilié la convention de consortium liant les actionnaires fondateurs de la structure depuis 2005. La convention expirera en septembre 2020.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments, qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation au 31 décembre 2018. Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre des plans d'actions déployés par Alpiq ainsi que l'évolution du contexte de marché et du cadre réglementaire en Suisse. Si, par ailleurs, le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2018 prévue le 4 mars 2019, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2019.

NOTE 24 STOCKS

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2018			31/12/2017		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<i>(en millions d'euros)</i>						
Combustible nucléaire	10 671	(6)	10 665	10 831	(15)	10 816
Autre combustible	957	(14)	943	906	(7)	899
Autres matières premières	1 613	(302)	1 311	1 526	(283)	1 243
Encours de production de biens et services	538	(30)	508	494	(48)	446
Autres stocks	840	(40)	800	768	(34)	734
TOTAL STOCKS	14 619	(392)	14 227	14 525	(387)	14 138

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018 (7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 142 millions d'euros au 31 décembre 2018 (179 millions d'euros au 31 décembre 2017).

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 retraité
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	14 468	14 359
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 446	3 530
Dépréciations	(1 004)	(1 046)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	15 910	16 843

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions au 31 décembre 2017 – voir note 2.1.3.2).

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018			31/12/2017		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	16 914	(1 004)	15 910	17 889	(1 046)	16 843
dont créances échues de moins de 6 mois	1 318	(214)	1 104	1 172	(260)	912
dont créances échues de 6 à 12 mois	393	(152)	241	435	(137)	298
dont créances échues de plus de 12 mois	877	(511)	366	890	(532)	358
dont total des créances échues	2 588	(877)	1 711	2 497	(929)	1 568
dont total des créances non échues	14 326	(127)	14 199	15 392	(117)	15 275

6.

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	38	41
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 095	903

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 095 millions d'euros au 31 décembre 2018, concernant principalement EDF SA, Edison et Dalkia (903 millions d'euros en décembre 2017).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

25.3 INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 225 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Charges constatées d'avance	1 719	1 592
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	799	1 147
Créances TVA	2 133	2 043
Créances fiscales (hors TVA)	342	368
Autres créances d'exploitation	4 149	4 237
AUTRES DÉBITEURS	9 142	9 387
dont part non courante	1 796	2 168
dont part courante	7 346	7 219
dont valeurs brutes	9 197	9 462
dont dépréciation	(55)	(75)

(1) : Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

Au 31 décembre 2018, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 799 millions d'euros (1 147 millions d'euros au 31 décembre 2017). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 36.3).

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 27 CAPITAUX PROPRES**27.1 CAPITAL SOCIAL**

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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.

excéder pour un même actionnaire 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,356 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

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 2018, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 728 019 actions pour une valeur de 56 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2018, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée enregistré en capitaux propres s'élève à 10 101 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

EDF a émis le 25 septembre 2018, des obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement au gré d'EDF à compter du 4 juillet 2024.

Et le 3 octobre 2018, EDF a racheté en numéraire une partie de deux souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018 et de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2019, une rémunération d'environ 334 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

6.**27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES**

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 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

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	338	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	662	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

		31/12/2018		31/12/2017	
		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
(en millions d'euros)					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 612	(21)	2 687	23
NNB Holding Ltd	33,5 %	2 849	(3)	2 138	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	11
EDF Luminus SA	31,4 %	380	(21)	388	2
Framatome	24,5 %	258	40	209	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle	-	1 562	8	1 403	80
TOTAL	-	8 177	14	7 341	116

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.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2) et détenu à 75,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement en 2017 aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG et aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles correspondent principalement en 2018 aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 260 millions d'euros au 31 décembre 2018 (124 millions d'euros en 2017). L'évolution sur la période s'explique principalement par l'émission d'obligations convertibles pour un total de 157 millions d'euros. Les obligations convertibles en actions sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 et l'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des sociétés confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. Cette opération est présentée au sein des flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

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 :

	31/12/2018	31/12/2017
(en millions d'euros)		
Actifs non courants	21 304	21 149
Actifs courants	3 289	3 228
TOTAL ACTIF	24 593	24 377
Capitaux propres	13 061	13 433
Passifs non courants	10 805	10 252
Passifs courants	727	692
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	24 593	24 377
Chiffre d'affaires	2 765	3 070
Résultat net	(106)	135
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(100)	(220)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	649	867
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(555)	(514)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(113)	(328)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	483	468
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(19)	25
Incidence des variations de change	1	(10)
Autres incidences	7	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	472	483
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	23	70

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

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	31/12/2018			31/12/2017		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 515	22 362	23 877	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		302	26 842	27 144	290	25 032	25 322
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 817	49 204	51 021	1 769	46 410	48 179
Autres provisions pour déconstruction	30	91	2 033	2 124	80	1 977	2 057
Provisions pour avantages du personnel	31	998	17 627	18 625	1 106	20 630	21 736
Autres provisions	32	3 104	2 908	6 012	2 529	2 356	4 885
TOTAL PROVISIONS		6 010	71 772	77 782	5 484	71 373	76 857

6.

6. ETATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 29 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	12 353	500	(1 204)	748	(12)	(223)	12 162
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 041	12	(29)	59	(3)	40	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 463	42	(231)	859	(6)	468	10 595
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 857	554	(1 464)	1 666	(21)	285	23 877
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 431	52	(162)	1 083	(57)	693	23 040
Provisions pour derniers cœurs	3 891	-	-	166	(13)	60	4 104
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	25 322	52	(162)	1 249	(70)	753	27 144
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	48 179	606	(1 626)	2 915	(91)	1 038	51 021

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2018 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 835 millions d'euros pour les provisions ayant

une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 169 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 29.1	Note 29.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 698	1 464	-	12 162
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	369	-	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	743	6	10 595
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2018	21 295	2 576	6	23 877
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2017	20 326	2 527	4	22 857
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	6 754	301	23 040
Provisions pour derniers cœurs	2 526	1 578	-	4 104
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2018	18 511	8 332	301	27 144
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2017	17 307	7 737	278	25 322

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 45).

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.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 786	488	(986)	651	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	726	10	(29)	43	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 814	38	(231)	826	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire		20 326	536	(1 246)	1 520	159	21 295
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 920	52	(138)	752	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 387	-	-	97	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		17 307	52	(138)	849	441	18 511
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		37 633	588	(1 384)	2 369	600	39 806

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision gestion long terme des déchets radioactifs précédemment incluse dans la provision pour gestion du combustible usé pour un montant de (298) millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros

6.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) 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.

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'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers changements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

29.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

29.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactive sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

29.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 29.1.1), à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;

■ le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;

■ la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	9 846	8 814

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 Soulaire, 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.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FA-VL, situé dans la région de Soulaire (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL devra être remis avant fin 2019.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles était basé sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'Etat et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, 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).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes 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 a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration, qui servira de base à l'avant-projet.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est prévue en 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026, les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes : la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée :
 - depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- 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 désassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4^e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	(17)	482	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	(121)	270	-	3 505
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 920	52	(138)	752	399	15 985

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4).

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (41 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au

niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandé 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 public 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

6.

6. ETATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicités ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGE sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit, qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;

- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017 et en 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, St-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 29.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a 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. Ce scénario 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.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus ont été confortés. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Le dossier de stratégie, celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquençage des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, in fine, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquençage), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

ÉTATS FINANCIERS**Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres**

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 1,25 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chison). En 2018, de même qu'en 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité**29.1.5.1 Taux d'actualisation****Calcul du taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps, qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est

ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017), soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,0 % (3,97 % arrondi à 4,0 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	50 901	21 295	49 657	20 326
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 677	18 511	31 367	17 307

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF les différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

POUR L'EXERCICE 2018

(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		10 698	(218)	237	185	(202)	
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets		751	(23)	25	14	(15)	
■ gestion à long terme des déchets radioactifs		9 846	(597)	780	498	(673)	
Déconstruction et derniers cœurs :							
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation		12 480	(496)	520	7	(7)	
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées		3 505	(138)	149	138	(149)	
■ derniers cœurs		2 526	(88)	94	-	-	
TOTAL		39 806	(1 560)	1 805	842	(1 046)	

POUR L'EXERCICE 2017

POUR L'EXERCICE 2017

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 786	(221)	238	190	(206)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	(477)	501	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	(125)	135	125	(135)
■ derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
TOTAL	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

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 10 908 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;

- 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 historique) 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017).

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres Mouvements ⁽¹⁾	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	1 567	12	(218)	97	(12)	18	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	315	2	-	16	(3)	39	369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	645	2	-	33	(6)	69	743
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 527	16	(218)	146	(21)	126	2 576
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 233	-	(24)	322	(57)	280	6 754
Provisions pour derniers cœurs	1 504	-	-	69	(13)	18	1 578
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	7 737	-	(24)	391	(70)	298	8 332
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 264	16	(242)	537	(91)	424	10 908

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 404 millions d'euros la variation des passifs nucléaires liés à l'effet de la base du taux d'actualisation ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique.

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 substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales 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, 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 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

	31/12/2018		31/12/2017	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	2 665	1 464	2 829	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 856	369	1 827	315
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 645	743	3 589	645
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 166	2 576	8 245	2 527

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être

appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction (« Baseline Decommissioning Plans ») réalisés en 2016 (révision triennale) et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

	31/12/2018		31/12/2017	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	15 741	6 637	15 520	6 111

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 (voir note 29.2.1).

les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2018 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,5 % (2,7 % au 31 décembre 2017).

NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome ⁽¹⁾	Autres ⁽²⁾	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2018 ⁽²⁾	658	132	716	350	268	2 124
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2017	626	130	692	347	262	2 057

(1) Dont 78 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.

(2) Dont 46 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCOBEL en France.

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques, les actifs de production d'hydrocarbures et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation

des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2018 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 31 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour avantages du personnel – part courante	998	1 106
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	17 627	20 630
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	18 625	21 736

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Solde au 31/12/2017 ⁽¹⁾	42 721	(21 895)	20 826
Charge nette de l'exercice 2018	1 892	(475)	1 417
Écarts actuariels	(3 898)	746	(3 152)
Cotisations versées aux fonds	-	(331)	(331)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(2 194)	1 131	(1 063)
Écarts de conversion	(53)	61	8
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(4)	(13)	(17)
SOLDES AU 31/12/2018	38 479	(20 791)	17 688
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			18 625
Actifs financiers non courants			(937)

(1) Le passif net au 31 décembre 2017 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 736 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (910) millions d'euros soit un passif net de 20 826 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à (3 898) millions d'euros, dont (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire (491) millions d'euros et (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2018 s'élèvent à 746 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 463 millions d'euros et en France de 259 millions d'euros, due à la mauvaise tenue des marchés actions.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élevaient à (400) millions d'euros, composés pour l'essentiel de 194 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation et (598) millions d'euros en France principalement liés à des écarts d'expérience.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(1 018)	(1 010)
Coût des services passés	(19)	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	20	(67)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 017)	(1 077)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(875)	(884)
Produit sur les actifs de couverture	475	470
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(400)	(414)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 417)	(1 491)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 898	400
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(746)	721
Écarts actuariels	3 152	1 121
Écarts de conversion	(8)	(17)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 144	1 104

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	505	45	1 892
Écarts actuariels	(3 323)	(518)	(57)	(3 898)
Cotisations salariales	-	15	-	15
Prestations versées	(1 519)	(644)	(31)	(2 194)
Écarts de conversion	-	(66)	13	(53)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2018	29 201	8 248	1 030	38 479
Juste valeur des actifs de couverture	(11 165)	(9 039)	(587)	(20 791)
PASSIF NET AU 31/12/2018 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 036	(791)	443	17 688
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	18 036	146	443	18 625
Actifs financiers non courants ⁽²⁾	-	(937)	-	(937)

(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 2018, 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 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
Provisions au 31/12/2017 au titre des avantages du personnel	21 080	(728)	474	20 826
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 080	182	474	21 736
Actifs financiers non courants	-	(910)	-	(910)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » 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 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	(221)	1 121
Écarts actuariels	(3 323)	259	(3 064)
Cotisations versées aux fonds	-	(44)	(44)
Prestations versées	(1 519)	462	(1 057)
SOLDES AU 31/12/2018	29 201	(11 165)	18 036

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(732)	(725)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	17	(68)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(715)	(793)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(627)	(634)
Produit sur les actifs de couverture	221	220
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(406)	(414)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 121)	(1 207)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(259)	161
Écarts actuariels	3 064	759
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 064	759

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Variation liée aux écarts d'expérience	(90)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	462	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	2 968	68
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	3 340	530
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	17	(68)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à 3 340 millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et à la mise à jour de la table de mortalité (voir note 31.2.7).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

AU 31 DÉCEMBRE 2018

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	27 798	(11 165)	16 633
Dont :			
Retraites	21 514	(10 416)	11 098
Avantage en nature énergie	4 233	-	4 233
Indemnités de fin de carrière	822	(734)	88
Autres	1 229	(15)	1 214
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2018	1 403		1 403
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 177	-	1 177
Médailles du travail	197	-	197
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2018	29 201	(11 165)	18 036

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

AU 31 DÉCEMBRE 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017	31 214	(11 621)	19 593
Dont :			
Retraites	24 266	(10 859)	13 407
Avantage en nature énergie	4 758	-	4 758
Indemnités de fin de carrière	873	(747)	126
Autres	1 317	(15)	1 302
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2017	1 487	-	1 487
Dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 250	-	1 250
Médailles du travail	208	-	208
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	16 009	18 577
Retraités	13 192	14 124
TOTAL ENGAGEMENTS	29 201	32 701

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 11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 73 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 27 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DE COUVERTURE	11 165	11 621
Actifs pour régime spécial de retraite	10 416	10 859
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	734	747
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	68 %
Autres actifs de couverture	15	15

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 18 % 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 2017.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 93 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 7 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 89 % du total d'obligations souveraines émises par des états de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2017.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de - 0,4 % en 2018.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

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	1 446	1 430
De un à cinq ans	5 202	4 850
De cinq à dix ans	5 175	4 316
À plus de dix ans	39 379	18 605
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	51 202	29 201

Au 31 décembre 2018, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,30 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,60 %	2,70 %

(1) Le produit d'intérêt généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durées.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation par l'utilisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,3 % / + 4,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,4 % / - 4,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,8 % / - 3,5 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Solde au 31/12/2017	8 956	(9 684)	(728)
Charge nette de l'exercice 2018	505	(248)	257
Écarts actuariels	(518)	463	(55)
Cotisations versées aux fonds	-	(271)	(271)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(644)	644	-
Écarts de conversion	(66)	72	6
SOLDES AU 31/12/2018	8 248	(9 039)	(791)
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	-
Actifs financiers non courants	-	-	146
			(937)

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Au 31 décembre 2018, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 937 millions d'euros contre 910 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

Le 26 octobre 2018, dans l'affaire opposant la Lloyds Banking Group Pensions Trustees Limited à la Lloyds Bank plc, la Haute Cour de Justice du Royaume-Uni a rendu un arrêt exigeant l'égalité de pension minimale garantie entre les hommes et les femmes pour les droits acquis entre mai 1990 et avril 1997. L'application de cette décision aux régimes de retraite d'EDF Energy (BEGG et EEGSG), a eu pour conséquence une augmentation des provisions pour avantage du personnel de 15 millions d'euros sur l'exercice 2018 en contrepartie des autres produits et charges d'exploitation.

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(258)	(267)
Coût des services passés	(15)	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(273)	(267)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(232)	(244)
Produit sur les actifs de couverture	248	249
Charge d'intérêt nette en résultat financier	16	5
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(257)	(262)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	518	(194)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	(463)	558
Écarts actuariels	55	364
Écarts de conversion	(6)	(17)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	49	347

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	4 948	5 412
Retraités	3 300	3 544
TOTAL ENGAGEMENTS	8 248	8 956

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 9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018 (9 684 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 963	7 597
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 267	1 283
Actifs pour plan de retraite EEPs	809	804
ACTIFS DE COUVERTURE	9 039	9 684
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	9 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	50 %
Biens immobiliers	8 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	1 %
Autres	19 %	15 %

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 40 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 37 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 36 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 61 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a baissé de 2 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2017.

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	250
De un à cinq ans	1 030	975
De cinq à dix ans	1 460	1 241
À plus de dix ans	13 179	5 782
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	15 922	8 248

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 282 millions d'euros pour l'exercice 2019 (267 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés). La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,6 ans au 31 décembre 2018.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,86 %	2,56 %
Taux d'inflation	2,99 %	3,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,39 %	2,40 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,7 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,5 % / - 3,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,5 % / - 0,5 %

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	913	184	(38)	(1)	-	(124)	934
Provisions pour risques fiscaux	573	36	(126)	(43)	-	8	448
Provisions pour litiges	589	43	(34)	(40)	-	4	562
Provisions pour contrats onéreux ⁽¹⁾	273	923	(94)	(47)	-	153	1 208
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	901	1 448	(1 200)	(3)	-	(9)	1 137
Autres provisions pour risques et charges ⁽³⁾	1 636	730	(459)	(183)	4	(5)	1 723
TOTAL	4 885	3 364	(1 951)	(317)	4	27	6 012

(1) L'augmentation des provisions pour contrats onéreux provient principalement du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 3.3).

(2) 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 4.9).

(3) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abandons sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	49 327	47 813
Financement concessionnaire non amorti	(25 669)	(24 172)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 658	23 641
Amortissement du financement du concédant	13 792	13 149
Provisions pour renouvellement	9 474	9 533
Droits sur biens à renouveler	23 266	22 682
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	46 924	46 323

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (144 millions d'euros en 2017).

NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 177	10 738
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 244	3 256
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 421	13 994

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment

n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

NOTE 35 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 retraite ⁽¹⁾
Avances et acomptes reçus	1 920	1 819
Fournisseurs d'immobilisations	3 757	3 711
Dettes fiscales	4 624	4 672
Dettes sociales	4 388	4 171
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 413	3 606
Autres produits constatés d'avance	609	499
Autres dettes	2 198	2 436
AUTRES CRÉDITEURS	20 908	20 914
dont part non courante	4 896	4 864
dont part courante	16 012	16 050

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 679 millions d'euros (738 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2018 pour 351 millions d'euros (348 millions d'euros sur l'année 2017).

6.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2018, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 659 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exellium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

Ils sont constitués de la quasi-totalité des avances et acomptes reçus pour 1 858 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la quasi-totalité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 990 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 852 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exellium pour un montant de 1 400 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

NOTE 36 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 659	5 279	22 938	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	6	407	413	-	-	-
Titres en juste valeur en résultat	3 175	16 985	20 160	-	-	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	19 312	21 612	40 924
Titres de dettes ou de capitaux propres	20 840	22 671	43 511	19 312	21 612	40 924
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 404	-	6 404	2 614	-	2 614
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 646	2 737	4 383	837	2 743	3 580
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 253	11 696	13 949	2 190	12 432	14 622
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	31 143	37 104	68 247	24 953	36 787	61 740

(1) Dont dépréciation pour (281) millions d'euros au 31 décembre 2018 ((189) millions d'euros au 31 décembre 2017)

36.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Juste valeur par OCI recyclable
		(IFRS 9)			(IAS 39)
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 292	-	16 528	21 820	20 848
Actifs liquides	17 575	-	2 963	20 538	18 963
Autres actifs ⁽¹⁾	71	413	669	1 153	1 113
TOTAL	22 938	413	20 160	43 511	40 924

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 45.

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018 (IFRS 9)			2017 (IAS 39)	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽³⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	-	(72)	(12)	807	673
Actifs liquides	-	(43)	12	22	34
Autres titres	(37)	-	-	(5)	10
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	(37)	(115)	-	824	717

(1) «+/-» : augmentation(diminution) des capitaux propres – part du Groupe

(2) «+/-» : augmentation(diminution) du résultat – part du Groupe

(3) Hors co-entreprises et entreprises associées

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2017 concernent principalement EDF pour 107 millions d'euros dont 134 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2018.

36.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « titres de dettes ou de capitaux propres ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 45.

36.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	8 650
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	2 060	3 294
Autres prêts et créances financières	2 669	2 678
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	13 949	14 622

(1) Dont 2 060 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017), 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 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2018 s'élèvent à 1 281 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. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.

6.**36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS**

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017 retrinité	Changement de méthode	Augmen- tations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actua- lisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2018
Actifs disponibles à la vente	40 924	(40 924)	-	-	-	-	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI recyclable	-	20 828	2 060	(102)	-	-	112	40	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
Titres en juste valeur en résultat	-	19 652	1 489	(847)	-	(6)	-	(128)	20 160
Prêts et créances financières	14 622	-	(1 362)	-	460	(34)	(96)	359	13 949

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 234) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

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 404 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 (937 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 916 millions d'euros au 31 décembre 2017).

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

36.4.2 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2017
Actifs disponibles à la vente	40 290	344	588	-	144	(137)	(305)	40 924
Prêts et créances financières	14 956	(979)	-	442	174	(377)	406	14 622

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)	31/12/2018	31/12/2017
Disponibilités	2 855	3 328
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	435	364
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	3 290	3 692

(1) Dont part à la juste valeur pour 435 millions d'euros au 31 décembre 2018 (364 millions d'euros au 31 décembre 2017)

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 235 millions d'euros au 31 décembre 2018 (298 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 1.3.26).

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

NOTE 38 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	50 901	8 287	59 188	49 734	7 112	56 846
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	7 160	7 160	-	2 787	2 787
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 228	1 720	2 948	1 631	1 243	2 874
PASSIFS FINANCIERS	52 129	17 167	69 296	51 365	11 142	62 507

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
Soldes au 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846
Augmentations	4 259	1 269	183	-	179	5 890
Diminutions	(1 621)	(265)	(989)	(55)	(154)	(3 084)
Écarts de conversion	(47)	(28)	48	-	1	(26)
Mouvements de périmètre	(49)	(976)	(41)	7	(11)	(1 070)
Variations de juste valeur	534	-	161	2	-	697
Autres mouvements	-	4	(61)	2	(10)	(65)
SOLDES AU 31/12/2018	50 401	3 098	4 026	324	1 339	59 188

6.

Les augmentations/diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 86 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	48 650	44 367
EDF Energy ⁽²⁾	3 345	6 118
EDF Renouvelables	5 741	5 276
Edison ⁽³⁾	549	241
Autres entités	903	844
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	56 846

(1) - Enedis, EDF PEL, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe

(2) - Y compris les holdings

(3) - Edison hors TdE SpA

Au 31 décembre 2018, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

Au 31 décembre 2018, 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	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (green bond)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (green bond)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (green bond)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
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	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
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

Les 19 et 25 septembre 2018, EDF a levé respectivement 3,75 milliards de dollars américains, à travers une obligation senior multitranches en dollars et 1 milliard d'euros via une émission obligataire senior (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2018, le plafond total du programme ÉMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

AU 31 DÉCEMBRE 2018

(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	3 316	464	3 382	45	1 080	8 287
Entre un et cinq ans	11 908	650	81	111	39	12 789
À plus de cinq ans	35 177	1 984	563	168	220	38 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2018	50 401	3 098	4 026	324	1 339	59 188

AU 31 DÉCEMBRE 2017

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 557	549	3 881	52	1 073	7 112
Entre un et cinq ans	13 021	653	50	147	71	13 942
À plus de cinq ans	32 747	1 892	794	169	190	35 792
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

6.

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	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 euro (EUR)	26 783	21 438	48 221	27 609	18 454	46 063
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 546	(17 564)	2 982	17 224	(14 752)	2 472
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	9 495	(2 331)	7 164
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 518	(1 371)	1 147
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	-	59 188	56 846	-	56 846

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	55 810	(21 949)	33 861	52 900	(21 469)	31 431
Emprunts à taux variable	3 378	21 949	25 327	3 946	21 469	25 415
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 188	-	59 188	56 846	-	56 846

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces montants incluent un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros, qui a été modifié et renouvelé le 14 décembre 2018 (voir note 3.7).

	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 393	3 166	8 142	85	11 943

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener

à une renégociation des conditions d'octroi du prêt, et éventuellement un remboursement anticipé volontaire de la part de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2018 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.

	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 188	56 846
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 972)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 290)	(3 692)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	36.2.2	(20 538)	(18 963)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		33 388	33 015

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

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 2018

(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⁾	6 404	6 404	569	5 497	338
Titres de dettes ou de capitaux propres	43 511	43 511	2 442	40 470	599
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 383	4 383	68	4 315	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	435	435	181	254	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	54 733	54 733	3 260	50 536	937
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	9 220	-	9 220	-
Prêts et créances financières – CSPE	2 060	2 060	-	2 060	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	13 949	13 969	-	13 969	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 948	2 948	96	2 852	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	7 160	7 160	554	6 274	332
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	10 108	10 108	650	9 126	332
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	59 188	63 772	-	63 772	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	59 188	63 772	-	63 772	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 404 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 titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés.

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.

6.

39.1.2 Au 31 décembre 2017

(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⁾	2 614	2 614	233	2 252	129
Titres de dettes ou de capitaux propres	40 924	40 924	2 499	37 792	633
Juste valeur positive des dérivés de couverture	3 580	3 580	21	3 559	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	364	364	198	166	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	47 482	47 482	2 951	43 769	762
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 650	-	8 650	-
Prêts et créances financières – CSPE	3 294	3 349	-	3 349	-
Autres prêts et créances financières	2 678	2 678	-	2 678	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 622	14 677	-	14 677	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 874	2 874	75	2 799	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 787	2 787	200	2 467	120
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	5 661	5 661	275	5 266	120
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	56 846	63 334	-	63 334	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	56 846	63 334	-	63 334	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 2 614 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2018

(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	10 787	218	16 481	(5 912)	10 569	(1 711)	(960)	7 898
Juste valeur des dérivés – passif	(10 108)	(848)	(15 172)	5 912	(9 260)	1 711	959	(6 590)

39.2.2 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	6 194	234	11 067	(5 107)	5 960	(1 652)	(1 073)	3 235
Juste valeur des dérivés – passif	(5 661)	(844)	(9 924)	5 107	(4 817)	1 652	768	(2 397)

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers**NOTE 40 GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE**

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subit le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

- risques de change : chapitre 5.1.6.1.3 ;
- risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4 ;
- risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

■ risques de liquidité :

- échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2,
- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
- clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
- engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 46 ;

■ risques de change :

- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;

■ risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque actions/Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du document de référence) :

- couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 46 et 29.1.5,
- couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
- gestion de trésorerie long terme,
- titres de participation directe ;

■ risques de taux :

- taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.2,
- taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;

■ traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :

- instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres,
- instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 383	3 580
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 948)	(2 874)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 435	706
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 550	1 689
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	582	(606)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(645)	(411)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(52)	34

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 972	1 176
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		106	90
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(643)	(560)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 435	706

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 2018, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 37 millions d'euros en 2017).

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.

En 2018, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 5 millions d'euros inclus dans le résultat financier (montant nul en 2017).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des swaps de change et du change à terme.

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2018			2017		
(en millions d'euros)	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	(73)	-	1	31	-	-
Couverture de change	890	443	(5)	(1 588)	(1 331)	(3)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(85)	-	-	518	(120)	-
Couverture de matières premières	(1 043)	(788)	(9)	(613)	(1 714)	5
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(311)	(345)	(13)	(1 652)	(3 165)	2

(1) +/(-) : augmentation(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et co-entreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Payeur fixe/receveur variable	118	815	235	1 168	1 148	(75)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	-	5 634	17 509	23 143	22 740	1 619	1 928
Variable/variable	-	1 415	1 616	3 031	1 252	56	(9)
Fixe/fixe	4 901	1 654	7 498	14 053	10 062	(50)	(155)
Swaps de taux	5 019	9 518	26 858	41 395	35 202	1 550	1 689
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	5 019	9 518	26 858	41 395	35 202	1 550	1 689

La juste valeur des cross currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

Le notionnel des cross currency swaps est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	1 550	393	-	1 943	1 540	387	-	1 927	17
Swaps	17 085	9 543	16 884	43 512	16 791	9 163	16 785	42 739	565
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 635	9 936	16 884	45 455	18 331	9 550	16 785	44 666	582

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 478	518	-	2 996	2 475	514	-	2 989	-
Swaps	12 469	10 614	12 724	35 807	12 592	10 384	13 155	36 131	(606)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	14 947	11 132	12 724	38 803	15 067	10 898	13 155	39 120	(606)

Le notionnel des cross currency swaps, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(629)	(916)
Contrats de couverture de gaz	(231)	69
Contrats de couverture de charbon	(107)	36
Contrats de couverture des produits pétroliers	(446)	149
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	370	49
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 043)	(613)

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dérivés pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(388)	(1 744)
Contrats de couverture de gaz	(280)	50
Contrats de couverture de charbon	(109)	31
Contrats de couverture des produits pétroliers	(194)	(66)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	183	15
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(788)	(1 714)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2018				31/12/2017	
		Notionnels nets			Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		
Swaps		(4)	-	-	(4)	2	58
Forwards/futures		(4)	(47)	-	(51)	(72)	(688)
Électricité	Térawattheures	(8)	(47)	-	(55)	(70)	(630)
Swaps		(205)	15	-	(190)	9	(16)
Forwards/futures		1 049	455	-	1 504	1 451	65
Gaz	Millions de therms	844	470	-	1 314	1 218	49
Swaps		4 180	6 222	-	10 402	14 175	109
Options		180	-	-	180	379	2
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 360	6 222	-	10 582	14 554	111
Swaps		-	-	-	-	-	40
Charbon	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	40
Swaps		-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		4 500	8 988	-	13 488	19 576	19
CO₂	Milliers de tonnes	4 500	8 988	-	13 488	19 576	19
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE					(645)		(411)

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	31/12/2018		31/12/2017	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(3)	2	4	3
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 136	(23)	-	-
Gaz	Millions de therms	(93)	(31)	(583)	31
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(52)		34

ÉTATS FINANCIERS
Actifs et passifs financiers

NOTE 42 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.1	6 404	2 614
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(7 160)	(2 787)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(756)	(173)
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(60)	(33)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(96)	73
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(641)	(213)
Autres contrats		41	-

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 :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017		Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017	
Achats d'options	-	-	516	516	519	7	15	
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	516	516	519	7	15	
Payeur fixe/receveur variable	1 517	1 247	1 121	3 885	2 978	(64)	(42)	
Payeur variable/receveur fixe	-	122	-	122	416	(4)	(8)	
Variable/variable	-	5	-	5	351	-	1	
Fixe/fixe	28	42	70	140	338	1	1	
Swaps de taux	1 545	1 416	1 191	4 152	4 083	(67)	(48)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	1 545	1 416	1 707	4 668	4 602	(60)	(33)	

6.

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	3 223	2 017	4	5 244	3 215	1 989	5	5 209	2
Swaps	11 885	6 570	70	18 525	11 981	6 689	69	18 739	(96)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 108	8 587	74	23 769	15 196	8 678	74	23 948	(96)

AU 31 DÉCEMBRE 2017

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 438	1 079	8	3 525	2 443	1 089	9	3 541	(23)
Swaps	11 986	4 823	74	16 883	11 960	4 764	73	16 797	96
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	14 424	5 902	82	20 408	14 403	5 853	82	20 338	73

6.

ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

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	31/12/2018		31/12/2017	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		3	502	(5)	479
Options		4	(22)	4	106
Forwards/futures		(50)	(123)	(54)	(403)
Électricité	Térawattheures	(43)	357	(55)	182
Swaps		(510)	(515)	894	(132)
Options		32	185	(68)	171
Forwards/futures		16 323	80	19 784	57
Gaz	Millions de therms	15 845	(250)	20 610	96
Swaps		27 715	(82)	3 400	94
Options		500	1	1 920	3
Forwards/futures		(360)	(3)	108	(3)
Produits pétroliers	Milliers de barils	27 855	(84)	5 428	94
Swaps		(2 521)	6	(1)	(151)
Options		-	(14)	3	(1)
Forwards/futures		-	-	4	9
Fret		3 232	(2)	(4)	17
Charbon et fret	Millions de tonnes	711	(10)	2	(126)
Swaps		-	-	43	-
Options		(5 000)	(150)	-	-
Forwards/futures		(56 433)	(446)	35 583	(57)
CO₂	Milliers de tonnes	(61 433)	(596)	35 626	(57)
Swaps/Options			29		(56)
Forwards/futures			(87)		(346)
Autres matières premières			(58)		(402)
Dérivés incorporés de matières			-		-
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			(641)		(213)

Ils incluent principalement les contrats, qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

NOTE 43 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

ÉTATS FINANCIERS
Flux de trésorerie et autres informations

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

NOTE 44 FLUX DE TRÉSORERIE

44.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité ⁽¹⁾
Variation des stocks	(18)	543
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	357	499
Variation des créances clients et comptes rattachés	1 259	376
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(707)	550
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(429)	(492)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	462	1 476

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

44.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2018	2017
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 828)	(1 165)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 990)	(14 329)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(368)	747
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(16 186)	(14 747)

6.

6. ETATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 45 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

45.1 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 actifs non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 45.2.2 ci-après).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

45.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation, qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette.

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, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.11.3).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

45.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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'investissement 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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 45.2.2).

Depuis la mise en œuvre de la norme IFRS 9 à compter du 1^{er} janvier 2018, l'ensemble de ces actifs est comptabilisé en titres de dettes et de capitaux propres.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des 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 gésants de fonds).

45.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 45.2.1).

ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros, dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1 781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 3.11.3) ;

- les participations du Groupe dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;

- les participations du Groupe dans Madhila Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicaf, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCIA et B et Nam Thien Power Company, présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

45.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		3 919	5 356	3 652	5 210
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 406	2 738	1 241	2 705
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	1 167	1 234	893	944
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 346	1 384	1 518	1 561
Actifs de croissance		10 108	10 108	10 099	10 099
Actions ⁽⁴⁾	Titres de dettes	9 844	9 844	9 942	9 942
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	219	219	127	127
Dérivés	Juste valeur des dérivés	45	45	30	30
Actifs de taux		12 205	12 225	12 751	12 806
Obligations	Titres de dettes	10 010	10 010	9 282	9 282
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	105	105	71	71
Portefeuille de trésorerie ⁽⁵⁾	Titres de dettes	30	30	104	104
Créance de CSPE ⁽⁶⁾	Prêts et créances financières	2 060	2 080	3 294	3 349
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		26 232	27 689	26 502	28 115

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 221 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Titres de dettes ou de capitaux propres du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces FCPR sont constitués principalement de 11 fonds cotés pour 4 340 millions d'euros (au 31 décembre 2017, 12 FCPR cotés pour 2 906 millions d'euros).

45.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2017.

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de - 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

À horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros 2018) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros 2018) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions pour derniers coûts – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	28 167	25 910

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres de RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madriela Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

Des variations de juste valeur négatives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées en 2018 dans le résultat financier à hauteur de 989 millions d'euros (voir note 15.3) en application d'IFRS 9.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées en 2018 en OCI à hauteur de 60 millions d'euros en application d'IFRS 9 (voir note 36.2).

45.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 45.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élevait à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fellago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

45.6 ACTIFS DÉDIÉS DE FRAMATOME ET SOCODEI

Les actifs dédiés de Framatome et SOCODEI relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 72 millions d'euros et 47 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 92,8 % pour Framatome et de 103,5 % pour SOCODEI (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France – voir note 30).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et SOCODEI figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 78 millions d'euros et 46 millions d'euros (voir note 30).

ÉTATS FINANCIERS
Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 46 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2018. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

46.1 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	31/12/2018	31/12/2017
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	46.1.1	45 370	44 705
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	46.1.2	17 572	17 222
Engagements donnés liés aux opérations de financement	46.1.3	5 494	5 123
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		68 436	67 050

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.

46.1.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	26 878	26 728
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	14 117	13 739
Engagements de location simple en tant que preneur	4 375	4 238
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	45 370	44 705

(1) Hors achats de gaz et services associés

6.

46.1.1.1 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'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2018, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	10 368	2 077	3 571	2 319	2 401	9 767
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	377	94	194	89	-	391
Achats de combustible nucléaire	16 133	1 469	6 232	5 148	3 284	16 570
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	26 878	3 640	9 997	7 556	5 685	26 728

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 604 millions d'euros au 31 décembre 2018 (606 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 46.1.1.4).

46.1.1.1.1 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'élevaient à 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour l'exercice 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

46.1.1.1.2 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.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

46.1.1.1.3 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.

46.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2018, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	140	13	40	87	154
EDF	22	1	5	16	24

Contrats d'achat de gaz

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, sauf pour les contrats avec l'Algérie et la Russie qui se terminent fin 2019.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 3.3.

46.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 047	3 185	2 124	1 738	7 074
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	6 898	3 960	2 352	586	6 460
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	172	64	95	13	205
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	14 117	7 209	4 571	2 337	13 739

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 982 millions d'euros au 31 décembre 2018 (835 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2018 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

46.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

	31/12/2018	31/12/2017
(en millions d'euros)		
EDF	2 038	2 270
EDF Renouvelables	1 677	1 363
Edison	1 262	1 215
EDF Energy	795	732
Framatome	517	714
Autres entités	758	780
TOTAL	7 047	7 074

ÉTATS FINANCIERS
Flux de trésorerie et autres informations

46.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 533	2 480
Framatome	2 024	1 878
EDF Energy	524	627
Enedis	764	601
Autres entités	1 053	874
TOTAL	6 898	6 460

46.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 375	728	2 019	1 628	4 238

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non révisibles 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 Renouvelables et Enedis.

La norme IFRS 16 « Contrats de location », sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 1.2.4.1).

6.

46.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 545	8 138	7 674	733	15 827
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	746	219	429	98	1 013
Autres engagements donnés liés aux investissements	281	238	43	-	382
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	17 572	8 595	8 146	831	17 222

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 399 millions d'euros au 31 décembre 2018 (428 millions d'euros au 31 décembre 2017).

46.1.2.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	4 715	4 689
EDF Energy	6 082	6 428
Enedis	3 092	2 383
EDF Renouvelables	1 622	1 242
Framatome	587	562
Autres entités	447	523
TOTAL	16 545	15 827

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par les contrats liés au déploiement des compteurs Linky chez Enedis et par le développement de nouveaux projets aux États-Unis chez EDF Renouvelables. La baisse des engagements chez EDF Energy s'explique par l'avancement du projet HPC.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

46.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les engagements sur acquisition d'actifs financiers en 2017 comprenaient 193 millions d'euros au titre de l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (Edison Energie), finalisée le 22 février 2018 (voir note 5.3).

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{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 19 décembre 2018, 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 2026. 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 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2018, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

46.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2018 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

46.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2018 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 226	31	1 805	2 390	4 250
Garanties financières données	974	138	335	501	613
Autres engagements donnés liés au financement	294	271	23	-	260
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 494	440	2 163	2 891	5 123

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 917 millions d'euros au 31 décembre 2018 (692 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces engagements donnés aux co-entreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et bien affectées 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 Renouvelables.

46.2 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	31/12/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽²⁾	46.2.1	9 539	9 057
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	46.2.2	183	214
Engagements reçus liés aux opérations de financement	46.2.3	31	72
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽³⁾		9 753	9 343

(1) Les engagements, présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les autres engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

(2) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 46.2.1.4).

(3) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

ÉTATS FINANCIERS
Flux de trésorerie et autres informations

46.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2018 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	678	124	399	154	780
Engagements sur ventes d'exploitation ⁽¹⁾	7 004	1 745	4 224	1 035	6 748
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 014	591	186	1 483
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	66	17	35	14	46
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 539	2 900	5 249	1 389	9 057

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

46.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 678 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.

46.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

46.2.1.3 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.

46.2.1.4 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.

6.

46.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	183	49	16	118	214

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, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2018.

46.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2018				31/12/2017
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	30	6	4	20	72

NOTE 47 PASSIFS ÉVENTUELS

A l'exception des éléments mentionnés en note 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2018 sont les suivants :

47.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 563 millions d'euros à fin 2018. Par deux jugements

intervenues en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 à 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a

6. ETATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

47.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

47.3 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF, gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (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 aurait permis à ces producteurs de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'Etat ou aux moyens de ressources d'Etat », l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'Etat. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'Etat. Une large majorité d'arrêtés ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles 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 faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sérieux partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sérieux partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

47.3.1 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu conduisant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 48 PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées s'analysant comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et co-entreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Chiffre d'affaires	560	580	-	-	1 708	1 549	2 268	2 129
Achats d'énergie	4 071	3 817	5	4	2 031	2 313	6 107	6 134
Achats externes	4	9	3	4	251	1 163	258	1 176
Actifs financiers	294	238	-	-	-	-	294	238
Autres actifs	730	729	-	-	486	596	1 216	1 325
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 162	1 282	1	1	631	552	1 794	1 835

(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 (CTE (société détentrice de RTE), CENG, Taishan et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les co-entreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT
ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS
DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun à 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.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par Directions Régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-M5 regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et FOIT, l'opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1^{er} janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

48.2.3 Relations avec les entreprises du
secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

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 2018 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 12,4 millions d'euros en 2018 (12,2 millions d'euros en 2017). 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 le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun 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. Le Président-Directeur Général d'EDF pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général.

ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 49 ENVIRONNEMENT

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{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, EDF Energy, Edison, Dalkia, et EDF Luminus.

En 2018, le Groupe a restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, le Groupe avait restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

Pour l'année 2018, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (3 millions de tonnes pour l'année 2017).

Au 31 décembre 2018, le volume des émissions s'élève à 24 millions de tonnes (40 millions de tonnes pour l'année 2017). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 175 millions d'euros au 31 décembre 2018 (120 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 triennale 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 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.

Une quatrième période triennale d'obligations s'est ouverte à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir note 4.6).

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque Etat membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelable) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus).

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2018, une provision de 96,2 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

6.

NOTE 50 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2018

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 d'EDF ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;

■ « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;

■ « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers, qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Electricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	100,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Electricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	75,50	R
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	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	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC ⁽¹⁾	États-Unis	-	100,00	P
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Chile Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres
(1) Unistar a été fusionnée dans EDF Inc

ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	88,98	A
Dunkerque LNG ⁽¹⁾	France	-	65,01	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
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd ⁽²⁾	Royaume-Uni	-	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) Dunkerque LNG a été cédée le 30 octobre (voir note 3.3).

(2) EDF DIN UK Ltd a été liquidée.

6.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
AUTRES MÉTIERS				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV <i>Holding</i> Madriena Red de Gas (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	20,00	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
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) (EDF Invest) ⁽²⁾	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres
n.a : non applicable

(1) La Co-entreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %

(2) NTPC a été partiellement affectée aux actifs dédits en 2018

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 31/12/2018	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2018
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

ÉTATS FINANCIERS
Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 52 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2018 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 133	21,1	2 954	18,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	7 249	48,8	10 839	66,9
SOUS-TOTAL	10 382	69,9	13 793	85,1
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 071	27,4	1 640	10,1
SOUS-TOTAL	4 468	30,1	2 412	14,9
TOTAL	14 850	100	16 204	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2017

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 2017 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 103	22,1	3 012	19,7
Entités contrôlées	5 133	36,4	10 024	65,6
SOUS-TOTAL	8 236	58,5	13 036	85,3
Services autres que la certification des comptes				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées	4 944	35,1	1 473	9,6
SOUS-TOTAL	5 850	41,5	2 251	14,7
TOTAL	14 086	100	15 287	100

ÉTATS FINANCIERS
Comptes sociaux

6.3 COMPTES SOCIAUX

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	44 874	42 371
Production stockée et immobilisée		1 217	1 138
Subventions d'exploitation	5	6 566	6 558
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 996	3 231
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	850	823
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		56 503	54 121
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	37 410	36 723
Achats consommés de combustibles		3 172	3 186
Achats d'énergie		17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 181	17 667
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 662	2 567
Charges de personnel	10	6 565	6 754
Dotations d'exploitation	11	6 471	5 441
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	3 531	3 366
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 940	2 075
Autres charges d'exploitation	12	1 743	1 644
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		54 851	53 129
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 652	992
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		0	1
IV RÉSULTAT FINANCIER	13	(1 756)	(988)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		(104)	5
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	939	1 232
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	756	687
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		1 591	1 924

(1) Dont production en 2018 de biens à l'exportation pour 10 287 millions d'euros et de services à l'exportation pour 423 millions d'euros.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux

BILAN

ACTIF

		31/12/2018		31/12/2017	
	Notes	Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
<i>(en millions d'euros)</i>					
Immobilisations incorporelles	16 -17	2 091	1 074	1 017	933
Immobilisations corporelles du domaine propre	16 -17	85 326	57 921	27 405	26 066
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16 -17	14 711	8 755	5 956	5 871
Immobilisations corporelles et incorporelles en-cours	16 -17	21 114	177	20 937	19 655
Participations et créances rattachées		59 258	307	58 951	58 445
Titres immobilisés		21 076	655	20 421	18 092
Prêts et autres immobilisations financières		12 545	61	12 484	12 386
Immobilisations financières	18	92 879	1 023	91 856	88 923
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		216 121	68 950	147 171	141 448
Stocks et en-cours	19	10 096	189	9 907	9 969
Avances et acomptes versés sur commande	20	690	1	689	785
Créances d'exploitation	20	21 094	397	20 697	20 791
Valeurs mobilières de placement	21	16 913	52	16 861	14 527
Instruments de trésorerie	20	2 605	-	2 605	2 096
Disponibilités	22	4 619	-	4 619	5 110
Charges constatées d'avance	20	1 449	-	1 449	1 358
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		57 466	639	56 827	54 636
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		255	-	255	265
Primes de remboursement des emprunts (IV)		758	251	507	453
Écarts de conversion - Actif (V)	23	767	-	767	572
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		275 367	69 840	205 527	197 374

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux

PASSIF

(en millions d'euros)

	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Capital		1 505	1 464
Primes d'émission et de fusion		15 672	14 866
Écarts de réévaluation		676	680
Réserves			
Réserve légale		146	105
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		7 351	6 809
Résultat de l'exercice		1 591	1 924
Acomptes sur dividendes		(451)	(433)
Subventions d'investissement		166	163
Provisions réglementées		6 056	6 098
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	35 712	34 676
Autres fonds propres	25	10 620	10 449
Passifs spécifiques des concessions	26	2 199	2 159
TOTAL I FONDS PROPRES		48 531	47 284
Provisions pour risques	27	2 544	1 384
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	39 806	37 633
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	659	626
Provisions pour avantages du personnel	30	11 240	11 055
Provisions pour autres charges	31	866	938
Provisions pour charges		52 571	50 252
TOTAL II PROVISIONS		55 115	51 636
Dettes financières	33	54 644	51 441
Avances et acomptes reçus	32	7 134	6 861
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	33 229	31 911
Instruments de trésorerie	32	3 462	4 471
Produits constatés d'avance	32	3 116	3 285
TOTAL III DETTES	32	101 585	97 969
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	296	485
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		205 527	197 374

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux

TABEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		835	1 237
Amortissements et provisions		7 153	4 010
Plus ou moins-values de cessions ⁽¹⁾		(499)	(859)
Produits et charges financiers		(2 133)	(827)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		3 238	2 530
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR L'EXPLOITATION		8 594	6 091
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 435	620
Impôts sur le résultat payés		(29)	(677)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION (A)		10 000	6 034
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 982)	(5 984)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		24	17
Variations d'actifs financiers ⁽³⁾		(4 776)	1 022
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (B)		(10 734)	(4 945)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		4 938	1 282
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(2 435)	(5 204)
Dividendes versés	24	(513)	(110)
Augmentation des fonds propres	24	-	4 005
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		6	8
Subventions d'investissement reçues		11	4
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (C)		2 007	(15)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE (A)+(B)+(C)		1 273	1 074
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	22	(2 875)	(3 981)
Incidences des variations de change		(13)	(23)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		52	55
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁴⁾	22	(1 563)	(2 875)

(1) Ce poste inclut le solde de la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société CTE soit 388 millions d'euros en 2017.

(2) En 2018, ce poste inclut un impact positif de 2 068 millions d'euros sur le besoin en fonds de roulement, et donc sur la trésorerie suite à l'évolution de la classification des conventions de trésorerie et de placement concernant notamment les holdings (voir note 22).

(3) En 2017, ce poste inclut l'acquisition des titres Hamatome pour 1 894 millions d'euros.

(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 avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux

Electricité 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 règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général modifié.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2017, à l'exception du règlement n° 2018-01 du 20 avril 2018 concernant les changements de méthodes, changements d'estimation et corrections d'erreurs qui est applicable aux exercices ouverts à la date de publication du règlement, soit à la clôture du 31 décembre 2018.

1.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du 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.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque antité 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 2018 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'antité des comptes au 31 décembre 2018 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

1.2.4 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;

- acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;

- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du plan comptable général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15).
- Pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coeurs (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 construits d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux**1.5.2 Mode et durées d'amortissement**

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire 40 à 50 ans
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du plan comptable général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine. En conséquence, depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent de ce nouveau modèle de contrat de concession.

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).

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi définies par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS A 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 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 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, EDF 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, EDF va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'IAE, IHS 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.

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 d'EDF 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.

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 ».

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.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

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 autres 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. 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, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 STOCKS ET EN-COURS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoruration, enrichissement, fabrication...).

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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.6).

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.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux

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 ET GAINS ET PERTES DE CHANGE

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.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est désormais enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts en application du règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 AUTRES FONDS PROPRES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat prorata temporis.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

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 droits 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 retraitements 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 année 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.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers 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 ou de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défilé 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 sur contrat de transport, regazéification, stockage de gaz ;
- 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 Gazifiées (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Depuis le 1^{er} janvier 2005, EDF applique la méthode de référence définie à l'article 324-1 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général et comptabilise en provisions les 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 :

- 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 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.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux

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'accidents 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-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 inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. 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 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnée) 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 jours 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. Comme les 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 sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que futures, forwards, swaps et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1^{er} janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation de change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

6.

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, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1^{er} janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 ENVIRONNEMENT

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.1.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANF.

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 « Négocier » 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. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

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. A 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 (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.2.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'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 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS**2.1 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG**

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018, être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

Cette participation du groupe EDF à hauteur de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, se fait par l'intermédiaire de sa filiale EDEV dont le capital est détenu intégralement par EDF SA.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co. Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'AXA IM-Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF, par l'intermédiaire de sa filiale EDEV (détenteur de 65,01 % de Dunkerque LNG), a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À l'issue de cette opération, EDF SA a perçu un dividende de sa filiale EDEV pour un montant de 740 millions d'euros (voir note 13).

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacité de régazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit EDF à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 27).

2.2 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

2.3 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a approuvé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital afin de financer ses actifs en construction.

2.4 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachat.

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (% des montants en circulation)	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre de rachat est intervenu le 5 octobre 2018.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

2.5 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2025. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

2.6 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Générale (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

2.7 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure de béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1^{er} semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualité ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4^e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros ₂₀₁₉, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2^e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être relaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

2.8 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x⁽¹⁾.

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 94 millions d'euros complémentaires y compris frais d'acquisition pour EDF (pour 75,5 % du capital) par rapport à la valorisation initiale (voir note 18.1 - renvoi 1) sur la base :

- des ajustements de prix, calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

6.

(1) EBITDA normalisée pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

NOTE 3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE SURVENUES AU COURS DE L'EXERCICE

3.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5^e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs supplémentaires pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment via l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5^e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le

Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par EDF en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). EDF étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

3.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV-TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV Electricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV qui garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015, conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE),

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux

est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1^{er} février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de - 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1^{er} août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

3.3 COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés d'électricité donnaient lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

3.4 FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

3.5 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)**Cadre légal et réglementaire**

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser via deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 3,3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors ENR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés via le budget général.

À noter, que depuis le 1^{er} janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fond de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est en 2019, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévues à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;
- les autres charges de service public - hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins ;
- le niveau de la taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

6.

6. ETATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'Etat au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la réprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'Etat a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la réprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'annexe du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'Etat. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'Etat pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2018, l'Etat a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement, s'élève à 2 014 millions d'euros.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

3.6 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités (en GW)	Prix (€/kW)
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires - ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

3.7 CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économie d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Economie d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore afin d'atteindre l'objectif fixé par l'Etat. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose EDF à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes sociaux**3.8 ARENH**

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de Régulation de l'Énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de

répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écâtées intgralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 4 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	42 630	40 131
Ventes de services et divers	2 244	2 240
CHIFFRE D'AFFAIRES	44 874	42 371

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La hausse du chiffre d'affaires observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des ventes sur les marchés, conséquence d'une forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, et de la production

hydraulique (+ 9,2 TWh en net). Elle s'explique également par une évolution positive de la revente des obligations d'achats notamment du fait d'un fort effet volume, des effets prix favorables sur les offres de marché, et par l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation.

NOTE 5 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	6 566	6 558

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017). La stabilité s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque et

éolienne compensée par la hausse des prix de marché de l'électricité et par l'impact de la suppression des dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF.

NOTE 6 REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
Reprises sur provisions pour risques	174	382
Pensions et obligations assimilées	954	998
Gestion du combustible nucléaire usé	985	851
Gestion à long terme des déchets radioactifs	260	236
Déconstruction des centrales nucléaires	138	131
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	35	49
Autres provisions pour charges	113	122
Reprises sur provisions pour charges	2 486	2 387
Reprises sur dépréciations	336	462
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	2 996	3 231

NOTE 7 AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

(en millions d'euros)	2018	2017
Autres produits d'exploitation	743	740
Transferts de charges	107	83
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	850	823

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat**NOTE 8 CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE
EN PROVENANCE DE TIERS**

(en millions d'euros)	2018	2017
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 172	3 186
Achats d'énergie ⁽²⁾	17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	17 181	17 667
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	37 410	36 723

- (1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fossiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).
- (2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats. La hausse des achats d'énergie s'explique notamment par la hausse des obligations d'achats et des achats de gaz partiellement compensés par la diminution des achats sur les marchés dans un contexte d'augmentation de la production nucléaire et hydraulique.
- (3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Eredis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 126 millions d'euros en 2018.

NOTE 9 IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	180	174
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 240	1 249
Contribution Économique Territoriale	505	417
Taxes foncières	433	413
Autres impôts et taxes	304	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 662	2 567

6.**NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL**

(en millions d'euros)	2018	2017
Salaires et traitements	3 711	3 831
Charges sociales	2 854	2 923
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 565	6 754

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs.

	2018			2017
	Cadres	Non-cadres	Total	Total
Statut IEG	27 388	33 371	60 759	62 493
Autres	1 879	2 289	4 168	4 084
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 267	35 660	64 927	66 577

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

NOTE 11 DOTATIONS D'EXPLOITATION

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2018	2017
Sur immobilisations incorporelles	235	216
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre ⁽¹⁾	2 991	2 864
■ du domaine concédé ⁽²⁾	272	260
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 498	3 340
Autres dotations aux amortissements	33	26
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 531	3 366

(1) Dont 115 millions d'euros d'amortissements accélérés en 2017 liés à la fermeture des centrales thermiques flouil.

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Irréguliers et des concessions de forces hydrauliques.

11.2 DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS

(en millions d'euros)	2018	2017
Provisions pour risques ⁽¹⁾	1 125	78
Pensions et obligations assimilées	832	889
Gestion du combustible nucléaire usé	488	443
Gestion à long terme des déchets radioactifs	48	118
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	52	2
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22	19
Autres provisions	120	160
Provisions pour charges	1 562	1 631
Dépréciations	253	366
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 940	2 075

(1) La dotation au 31 décembre 2018 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes dont 737 millions d'euros au titre du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 2.1 et note 2.7).

NOTE 12 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 1 743 millions d'euros en 2018 (1 644 millions d'euros en 2017) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice ainsi que la valeur

nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut. L'évolution des autres charges d'exploitation sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

ÉTATS FINANCIERS
Compte de résultat

NOTE 13 RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	2018	2017
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	2 804	1 828
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	607	496
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(948)	(1 325)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	315	948
Résultat de change	(330)	(172)
■ Gains de change réalisés	1 239	2 256
■ Pertes de change réalisées	(1 569)	(2 428)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(135)	(140)
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	7	18
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(142)	(158)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾ dont :	(4 069)	(2 623)
■ Charge d'actualisation avantages au personnel	(574)	(585)
■ Charge d'actualisation provisions nucléaires	(2 365)	(1 881)
■ Provision sur TIAP actifs dédiés ⁽⁶⁾	(618)	(28)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 756)	(988)

- (1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- Enedis (513 millions d'euros en 2018 et 659 millions d'euros en 2017) ;
 - C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (116 millions d'euros en 2018 et 334 millions d'euros en 2017) ;
 - EDF International (200 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2018) ;
 - EDF Holding (société détenant EDF Trading) (581 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2017) ;
 - PEI (92 millions d'euros en 2018 et 101 millions d'euros en 2017) ;
 - EDF Immo (130 millions d'euros en 2018 et 234 millions d'euros en 2017) ;
 - CTE (157 millions d'euros en 2018 et 60 millions d'euros en 2017) ;
 - EDEV (926 millions d'euros en 2018 (dont 740 millions d'euros suite à la cession de Dunkerque LNG – voir note 2.1) et 123 millions d'euros en 2017) ;
 - Dalila (90 millions d'euros en 2018 et 13 millions d'euros en 2017).
- (2) En 2018, ce poste intègre un produit de 46 millions d'euros (64 millions d'euros en 2017) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.
- (3) La diminution est liée pour l'essentiel à l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change pour 456 millions d'euros.
- (4) La variation s'explique principalement par une reprise de provision pour pertes de change latentes au titre des emprunts perpétuels et des emprunts long terme émis par EDF pour un montant de 524 millions d'euros comptabilisé au 31 décembre 2017 sans équivalent en 2018 (voir note 2.7).
- (5) La variation s'explique principalement par les effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts pour un montant de (484) millions d'euros.
- En 2018, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation net plus importante que sur la période comparée 2017 versus 2016 (2,4 % au 31 décembre 2018, 2,6 % au 31 décembre 2017 et 2,7 % au 31 décembre 2016).
- (6) La variation s'explique principalement par une évolution défavorable des marchés financiers en 2018.

6.

NOTE 14 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2018, le résultat exceptionnel représente un produit net de 939 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 846 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 65 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 232 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 388 millions d'euros concernant la cession de TIAP CTE dans le cadre du débouclage de l'opération RTE ;
- des plus-values nettes de 872 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 62 millions d'euros.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

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 2018 comprend 234 filiales dont notamment : Enefis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déductibles 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 un produit d'impôt de 756 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 955 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2018 ;
- une charge de 235 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 36 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(15 385)	(13 925)	(1 460)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(1 067)	43	(1 110)
■ Autres	(404)	(312)	(92)
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	(16 856)	(14 194)	(2 662)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	3 758	19	3 739
■ Autres	2 149	1 926	223
TOTAL PASSIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	5 907	1 945	3 962
■ Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	-	(8)	8
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX RÉDUIT	-	(8)	8
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(10 949)	(12 257)	1 308
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	3 099	3 338	(239)
Créance future d'impôt au taux réduit	-	1	(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 25,82 %.

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

BILAN

NOTE 16 VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2018
Logiciels	1 586	303	57	1 832
Autres	247	22	10	259
Immobilisations incorporelles	1 833	325	67	2 091
Terrains	119	3	11	111
Constructions et agencements de terrains	10 600	346	71	10 875
Tranches de production nucléaire	56 106	3 322	1 050	58 378
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 091	376	231	13 236
Réseau du domaine propre	1 027	26	1	1 052
Autres immobilisations corporelles	1 590	151	67	1 674
Immobilisations corporelles du domaine propre	82 533	4 224	1 431	85 326
Terrains	40	7	-	47
Constructions et agencements de terrains	10 032	139	5	10 166
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 570	57	15	1 612
Réseau du domaine concédé	2 753	127	14	2 866
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	14 415	330	34	14 711
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	16 132	5 396	4 263	17 265
Immobilisations incorporelles ⁽³⁾	707	405	336	776
Avances et acomptes versés sur commandes	3 004	69	-	3 073
Immobilisations en cours	19 843	5 870	4 599	21 114
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽³⁾	118 624	10 749	6 131	123 242

(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. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 281 millions d'euros.

(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 10 552 millions d'euros (soit 10 312 millions d'euros en immobilisations en cours et 241 millions d'euros en immobilisations mises en service) intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ; soit un coût cumulé en valeur historique de 9 704 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2018 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 50 millions d'euros.

* Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 17 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2018
Logiciels	772	229	51	950
Autres	128	6	10	124
Immobilisations incorporelles	900	235	61	1 074
Terrains et constructions	7 142	255	59	7 338
Tranches de production nucléaire	39 414	2 303	1 338	40 379
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 448	419	226	8 641
Réseau du domaine propre	474	28	-	502
Autres immobilisations corporelles	989	136	64	1 061
Immobilisations corporelles du domaine propre	56 467	3 141	1 687	57 921
Terrains et constructions	6 342	142	5	6 479
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 052	29	15	1 066
Réseau du domaine concédé	1 140	73	13	1 200
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	8 544	244	33	8 755
Immobilisations corporelles en cours	188	29	40	177
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	66 099	3 649	1 821	67 927

17.1 TEST DE PERTE DE VALEUR DES ACTIFS

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2018. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des

fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production, conforté par la hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix forwards.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 18 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Montants cumules au 31/12/2018	Montants cumules au 31/12/2017
Participations ⁽¹⁾	59 207	58 594
Créances rattachées aux participations	51	55
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	20 790	17 875
Autres titres immobilisés	286	269
Créance CSPE ⁽³⁾	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	10 485	9 095
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	92 879	89 182
Dépréciations des participations et créances rattachées	(307)	(204)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(716)	(55)
TOTAL DÉPRÉCIATIONS	(1 023)	(259)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	91 856	88 923

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- une valorisation complémentaire des titres Framatome pour un montant de 94 millions d'euros. Au 31 décembre 2018, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 1 988 millions d'euros, y compris frais d'acquisition
- des prises de participation effectuées par EDF Invest (voir note 38.2.5) :
- la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Nam Theun Holding détenant un barrage hydraulique au Laos pour un montant de 437 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C45 détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni pour un montant de 99 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 846 millions d'euros sur l'exercice 2018 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(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 2018 s'élèvent à 1 281 millions d'euros y compris intérêts (954 millions d'euros en 2017) (voir note 3.5), et sont conformes à l'échéancier de remboursement.

(4) L'en cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2018 est de 10 426 millions d'euros, dont 6 404 millions d'euros pour EDF International, 1 325 millions d'euros pour Dalkia, 1 063 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 788 millions d'euros pour FEI et 502 millions d'euros pour Enedis.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépreciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018	Chiffres d'affaires 2017
<i>(en millions d'euros)</i>							
I. Filiales							
■ Sociétés Holding							
EDEV	6 891	-	100	6 431	123	926	-
EDF International	25 930	-	100	19 273	(701)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	912	118	92	722
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 080	ns	581	-
Société C3	11 196	-	100	11 434	122	116	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 530	137	130	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	ns	ns	-	143
CTE	2 705	-	50,1	5 440	203	157	-
C4S	99	-	-	-	-	-	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	-	-	-	-	-
Autres	1 935	37	100	1 987	62	177	5
■ Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	5
Dalkia Investissement	200	77	100	177	24	90	ns
Dalkia France	967	-	100	541	(40)	ns	2 102
Enedis	2 700	-	100	5 077	609	513	14 083
Framatome	1 988	-	75,5	2 391	1	-	-
Edvance	12	-	80	(6)	(6)	-	10
À l'étranger							
Emission	14	14	50	120	-	-	30
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	105	3	-	16
Forces Motrices du Chatelot	ns	-	50	8	ns	ns	4
■ Autres (GIE EIFER)	124	121	-	-	-	-	-
TOTAL I	59 076	249				2 782	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros)
CTE : société détenant à 100 % RTE

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)

	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépreciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018
I. Filiales						
Total I Report des filiales	59 076	249				2 782
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	58	35	289	23	6
Total II.1	130	58				6
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	102	5	ns
Total II.2	1	-				-
Total II	131	58				6
Total brut des filiales et participations	59 207	307				2 788
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	58 900					

re : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

6.

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	17 875	17 825	19 717	20 790	20 136	20 830

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2018, pour 20 136 millions d'euros d'actifs dédiés.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

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 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2018
ACTIONS PROPRES	37	200	(184)	53

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2018 s'élève à 3 677 425 actions pour une valeur de 53 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	49	51	55
Créance CSPE	1 400	660	-	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 143	7 657	1 685	10 485	9 095
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	2 545	8 317	1 734	12 596	12 444

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 19 STOCKS ET EN-COURS

(en millions d'euros)	31/12/2018			31/12/2017		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 486	(6)	8 480	8 693	(15)	8 678
Autres matières premières	139	-	139	123	-	123
Autres approvisionnements	1 438	(183)	1 255	1 186	(179)	1 007
En-cours de production et autres stocks	33	-	33	161	-	161
TOTAL STOCKS	10 096	(189)	9 907	10 163	(194)	9 969

NOTE 20 CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	350	93	247	690	786
■ Créances clients et comptes rattachés					
Factures établies	2 064	-	-	2 064	2 524
Factures à établir ⁽¹⁾	13 354	-	-	13 354	12 972
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 474	24	178	5 676	5 749
Créances d'exploitation	20 892	24	178	21 094	21 245
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	773	603	1 229	2 605	2 096
Charges constatées d'avance	692	315	442	1 449	1 358
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	22 707	1 035	2 096	25 838	25 485

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2018.

(2) Elles comprennent 4 192 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 783 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 140 millions d'euros en 2017). 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.

NOTE 21 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	2 868	2 650	218
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	175	-	175
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	3 468	3 093	375
Obligations	7 969	7 179	790
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 430	1 613	817
Total valeur brute	16 913	14 538	2 375
Dépréciations	(52)	(11)	(41)
TOTAL VALEUR NETTE	16 861	14 527	2 334

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 22 RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 913	14 538	2 375
Disponibilités	4 619	5 110	(491)
Sous-total à l'actif du bilan	21 532	19 648	1 884
OPCVM en euros	(2 868)	(2 650)	(218)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 202)	(2 125)	(77)
TCN en devises inférieurs à 3 mois	(175)	-	(175)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(1 266)	(968)	(298)
Obligations	(7 969)	(7 179)	(790)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 430)	(1 613)	(817)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(16 913)	(14 538)	(2 375)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(6 182)	(7 985)	1 803
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	(1 563)	(2 875)	1 312
Élimination de l'incidence des variations de change			13
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(52)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			1 273

* Voir tableau de flux de trésorerie.

En 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont désormais classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofiko et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes, sont désormais présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

NOTE 23 ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2018 une perte latente de change de 767 millions d'euros liée principalement aux effets de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling (572 millions d'euros au 31 décembre 2017).

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 24 VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2016	1 055	13 627	2 311	5 517	169	6 132	28 812
Affectation du résultat 2016	-	4	4 412	(4 416)	-	-	-
Résultat 2017	-	-	-	1 924	-	-	1 924
Augmentation de capital au 30/03/2017	316	3 689	-	-	-	-	4 005
Augmentation de capital au 30/06/2017	73	951	-	-	-	-	1 024
Distribution de dividendes	-	-	1	(1 101)	-	-	(1 100)
Augmentation de capital au 11/12/2017	20	378	-	-	-	-	398
Acompte sur dividendes	-	-	(433)	-	-	-	(433)
Autres variations	-	2	84 ⁽¹⁾	-	(6)	(34)	46
Situation au 31 décembre 2017	1 464	18 651	6 375	1 924	163	6 098	34 676
Affectation du résultat 2017	-	41	973	(1 014)	-	-	-
Résultat 2018	-	-	-	1 591	-	-	1 591
Augmentation de capital au 19/06/2018	41	806	-	-	-	-	847
Distribution de dividendes	-	-	1	(910)	-	-	(909)
Acompte sur dividendes	-	-	(451)	-	-	-	(451)
Autres variations	-	(4)	1	-	3	(42)	(42)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2018	1 505	19 494	6 900	1 591	166	6 056	35 712

(1) Impact de la mise en place de la comptabilité de couverture au titre du règlement ANC 2015-05

6.

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros, composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,356 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,506 euro par action.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 25 AUTRES FONDS PROPRES

Au 31 décembre 2018, 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 5 223 millions d'euros et 3 635 millions d'euros (nette des primes de remboursement) et déduction faite du rachat réalisé le 3 octobre 2018 ainsi que des titres émis en 2018 pour 1 250 millions d'euros (voir notes 2.3 et 2.4).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change, de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice ainsi que des opérations énoncées

précédemment, les autres fonds propres présentent un solde de 10 620 millions d'euros à fin décembre 2018.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 551 millions d'euros au 31 décembre 2018 (551 millions d'euros au 31 décembre 2017). Cette charge est comptabilisée en « charges et produits d'intérêts et assimilés » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE (EN MILLIONS DE DEVICES) :

Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	338	EUR	7 ans	4,25 %
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	662	EUR	8 ans	4,13 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

NOTE 26 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens	108	107
Écarts de réévaluation	840	860
Amortissement de caducité	240	198
Concessions des forces hydrauliques	1 188	1 165
Contre-valeur des biens	1 746	1 695
Financement du concessionnaire non amorti	(1 073)	(1 026)
Amortissement du financement du concédant	332	319
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique ⁽¹⁾	1 011	994
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 199	2 159

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

NOTE 27 PROVISIONS POUR RISQUES

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			Autres	31/12/2018
	31/12/2017	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières		
Provisions pour pertes de change	572	-	215	-	-	(20)	-	767
Provisions pour contrats déficitaires	510	900	14	(89)	(39)	-	150	1 446
Autres provisions pour risques	302	225	-	(9)	(37)	-	(150)	331
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	1 384	1 125	229	(98)	(76)	(20)	-	2 544

(1) La dotation aux provisions pour contrats déficitaires est principalement liée au contrat long terme avec Dunkerque LNG pour 737 millions d'euros (voir note 2.1).

(2) La dotation aux provisions pour pertes de change concerne principalement les emprunts perpétuels pour 178 millions d'euros. Au 31 décembre 2017, une reprise de provision pour perte de change sur les emprunts perpétuels et emprunts long terme émis pour 524 millions d'euros avait été comptabilisée (voir note 13).

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

**NOTE 28 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE :
AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES
ET DERNIERS CŒURS**

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;

- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;

- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;

- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

6.

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations		Reprises		Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2018
		Exploitation	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 786	488	651	(784)	(202)	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	10	43	(29)	-	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	38	826	(231)	-	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20 326	536	1 520	(1 044)	(202)	159	21 295
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	52	752	(138)	-	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	2 387	-	97	-	-	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	17 307	52	849	(138)	-	441	18 511
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	37 633	588	2 369	(1 182)	(202)	600	39 806

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;

- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

6. ETATS FINANCIERS

Bilan

28.1 PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) 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.

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'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier préétabli à date).

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis, dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2017 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	9 846	8 814

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 tuyauterie). 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.

28.2 PROVISIONS POUR REPRISE ET CONDITIONNEMENT DES DÉCHETS – PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

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'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 28.1), à l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs, un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL devra être remis avant fin 2019.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGECL leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo, du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs, la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017, l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est prévue en 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026, les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la

demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGECL pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes : la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessous à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4^e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	Dotations		Reprises	Autres ⁽²⁾		
(en millions d'euros)	2017 Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation		2018	
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	482	(17)	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	270	(121)	-	3 505
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 920	52	752	(138)	399	15 985

(1) Il s'agit des charges financières de déactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (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. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE/C), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGE/C a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffre reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), désiquage, etc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffres du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sines ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être relata à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffres n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGE/C sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

EDF considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et ont fait 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.

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 - hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 - à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017 et en 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 - Déchets FAVL). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario 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.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses six réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus ont été confortés. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Le dossier de stratégie, celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquençement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, in fine, l'entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquençement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2018, de même qu'en 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

28.4 PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

28.5.1 Taux d'actualisation

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 terme.

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 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017) soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,0 % (3,97 % arrondi à 4 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

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.

	2018		2017	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	50 901	21 295	49 657	20 326
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 677	18 511	31 367	17 307

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 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat net avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2018	+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	39 806	(1 560)	1 805	842	(1 046)

NOTE 29 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations

passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2018 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 30 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	10 056	796	556	(837)	(267)	10 304
Avantages à long terme	999	36	18	(117)	-	936
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	11 055	832	574	(954)	(267)	11 240

(1) Dont 529 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 293 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (885) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (68) 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 31/12/2017	30 108	(11 366)	18 742	(49)	(7 638)	11 055
Charge nette de l'exercice 2018	1 104	(268)	836	10	225	1 071
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(3 013)	305	(2 708)	-	2 708	-
Cotisations versées aux fonds	-	(30)	(30)	-	-	(30)
Prestations versées	(1 302)	446	(856)	-	-	(856)
SOLDE AU 31/12/2018	26 897	(10 913)	15 984	(39)	(4 705)	11 240

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2018 s'élevaient à 3 013 millions d'euros en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 036 millions d'euros), la mise à jour de la table de mortalité (408 millions d'euros) et la mise à jour de la loi de salaire (356 millions d'euros) et (13) millions d'euros dus aux effets d'expérience.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Coût des services rendus de l'exercice	529	530
Charges d'intérêts (actualisation)	574	584
Rendement escompté des actifs de couverture	(267)	(266)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	241	283
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(16)	42
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	10	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 071	1 184
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	764	865
Résultat financier	307	318

(1) En 2018, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 832 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (68) millions d'euros.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	10 056	796	556	(837)	(267)	10 304
dont :						
Retraites	7 331	501	431	(648)	(257)	7 358
Charges CNIÉG	449	8	9	(13)	-	453
Avantages en nature énergie	1 725	198	87	(122)	-	1 888
Indemnités de fin de carrière	(15)	40	12	(32)	(10)	(5)
Autres	567	49	17	(22)	-	611

(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 31/12/2018	25 961	(10 913)	(39)	(4 705)	10 304
dont :					
Retraites	20 036	(10 402)	-	(2 277)	7 358
Charges CNIÉG	431	-	-	22	453
Avantages en nature énergie	4 110	-	-	(2 222)	1 888
Indemnités de fin de carrière	550	(496)	(20)	(39)	(5)
Autres	834	(15)	(19)	(189)	611

(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 31/12/2017	29 109	(11 366)	(48)	(7 639)	10 056
dont :					
Retraites	22 582	(10 845)	-	(4 407)	7 331
Charges CNIÉG	472	-	-	(23)	449
Avantages en nature énergie	4 572	-	-	(2 847)	1 725
Indemnités de fin de carrière	584	(506)	(28)	(65)	(15)
Autres	899	(15)	(20)	(297)	567

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)	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	999	36	18	(117)		936
dont :						
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	854	27	16	(98)		799
Médailles du travail	125	8	2	(17)		118
Autres	20	1	-	(2)		19

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 913 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 366 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour

10 402 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière pour 496 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	10 913	11 366
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	10 402	10 845
dont en %		
Actions	27 %	30 %
Obligations et monétaires	73 %	70 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	496	506
dont en %		
Actions	27 %	32 %
Obligations et monétaires	73 %	68 %
Autres actifs de couverture	15	15

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 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,50 % au 31 décembre 2018 (1,50 % au 31 décembre 2017) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,75 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,37 % pour 2018 (2,37 % pour 2017) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 1,99 % pour 2018 (1,99 % pour 2017).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première

catégorie, en fonction de leur durée, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 et déterminé en interne. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,60 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 31 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations exploitation	Reprises		Autres	31/12/2018
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	69	66	(44)	(8)	-	83
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	264	10	-	-	(6)	268
■ aux autres charges	605	70	(100)	(60)	-	515
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	938	146	(144)	(68)	(6)	866

NOTE 32 DETTES

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2018	Montant brut au 31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	3 319	11 930	34 819	50 068	46 552
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 154	1 154	1 200
Autres emprunts	1 999	6	6	2 011	1 962
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	1	5	20	26	27
■ autres dettes	1 385	-	-	1 385	1 700
Dettes financières (voir note 33)	6 704	11 941	35 999	54 644	51 441
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	7 134	-	-	7 134	6 861
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 329	84	34	7 447	7 670
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	8 157	-	-	8 157	8 011
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 670	-	-	2 670	2 308
Comptes créditeurs ⁽³⁾	14 955	-	-	14 955	13 922
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	33 111	84	34	33 229	31 911
Instruments de trésorerie ⁽⁴⁾	1 805	620	1 037	3 462	4 471
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	580	907	1 629	3 116	3 285
TOTAL DETTES	49 334	13 552	38 699	101 585	97 969

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 569 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Au 31 décembre 2018, ce poste inclut un montant de 1 521 millions d'euros au titre de la CSFE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 562 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(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 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros en 2017). 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 Exeltum. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

ÉTATS FINANCIERS

Bilan

NOTE 33 DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2017	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2018
Emprunts en euros	1 013	-	-	-	-	1 013
Emprunts en devises ⁽¹⁾	12 438	3 214	-	677	-	16 329
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros ⁽²⁾	20 483	1 000	(1 500)	-	-	19 983
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	12 618	-	-	125	-	12 743
Emprunts obligataires	46 552	4 214	(1 500)	802	-	50 068
Emprunts long terme en euros	1 200	-	(46)	-	-	1 154
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 200	-	(46)	-	-	1 154
Titres de créances négociables en euros ⁽³⁾	700	255	-	-	-	955
Titres de créances négociables en devises ⁽³⁾	1 247	-	(329)	123	-	1 041
Emprunts contractuels à caractère financier	15	-	-	-	-	15
Autres emprunts	1 962	255	(329)	123	-	2 011
Total emprunts	49 714	4 469	(1 875)	925	-	53 233
Avances sur consommation	27	-	-	-	(1)	26
Avances diverses	80	41	(13)	-	-	108
Comptes bancaires créditeurs	433	-	-	-	(249)	184
Débts bancaires différés	39	-	-	-	(10)	29
Intérêts à payer	1 148	-	-	-	(84)	1 064
Total autres dettes financières diverses	1 700	41	(13)	-	(343)	1 385
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	51 441	4 510	(1 888)	925	(344)	54 644

(1) Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations seniors (voir note 2.2).

(2) Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (voir note 2.2).

(3) Les émissions sont nettes des remboursements.

6.

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		23 120		43		26 828		49 948		94
CHF	550	488	2	1	(550)	(488)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 256	27	16	(3 000)	(3 354)	4 385	4 902	149	9
HKD	2 416	269	1	1	(2 416)	(269)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 089	4	2	(137 000)	(1 089)	-	-	-	-
NOK	1 000	101	-	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	22 798	19 910	66	37	(24 648)	(21 527)	(1 850) ⁽¹⁾	(1 617)	(49)	(3)
Total II - Autres devises		30 113	100	57		(26 828)		3 285	100	6
TOTAL I + II		53 233		100		-		53 233		100

(1) Les instruments dérivés couvrent également une proportion des autres passifs en devise.

Les soldes des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	31/12/2018	31/12/2017		Montants	31/12/2018	31/12/2017
Emprunts Long Terme et EMTN	50 573			(23 142)	27 431		
Emprunts Court Terme	1 997			-	1 997		
Dette à taux fixe	52 570	99	99	(23 142)	29 428	55	53
Emprunts Long Terme et EMTN	663			23 142	23 805		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	663	1	1	23 142	23 805	45	47
TOTAL	53 233	100	100	-	53 233	100	100

NOTE 34 ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2018 un gain latent de change de 296 millions d'euros (485 millions d'euros au 31 décembre 2017) dont 140 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling et

128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des cross currency swaps.

ÉTATS FINANCIERS
Autres informations

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)	31/12/2018		31/12/2017	
	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	-	-	-	-
Swaps de taux long terme				
EUR	7 140	7 140	7 184	7 184
USD	2 795	2 795	3 043	3 043
GBP	4 845	4 845	3 593	3 593
JPY	-	-	-	-
Sous-total	14 780	14 780	13 820	13 820
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	22 438	22 982	20 232	22 032
CAD	325	190	637	525
USD	15 431	16 868	13 634	12 941
GBP	7 534	5 290	6 848	4 521
CHF	517	196	857	557
HUF	1	1	11	11
ILS	153	153	180	180
PLN	259	305	1 171	1 255
JPY	294	955	102	1 680
CNY	13	13	15	15
MXN	84	84	62	61
Autres	110	110	123	123
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 578	38 230	9 099	33 253
JPY	1 089	-	1 015	103
USD	24 284	3 995	18 515	4 385
GBP	12 001	4 358	11 337	4 126
CHF	488	444	470	427
CAD	-	-	37	37
ILS	89	89	132	132
PLN	9	5	6	3
NOK	100	-	102	-
MXN	-	11	-	11
HKD	269	-	258	-
Sous-total	94 066	94 279	84 843	86 378
3 - Swaps de titrisation	194	194	264	264
4 - Opérations sur valeurs mobilières	1 136	1 280	-	-
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	110 176	110 533	98 927	100 462
5 - Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	4	4	4	4
Produits pétroliers (en milliers de barils)	7 252	7 252	7 348	7 348

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valeurisés aux cours de change du 31 décembre 2018 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

6. ÉTATS FINANCIERS

Autres informations

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)	2018	2017
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux ⁽¹⁾	114	104
Instruments de change	156	(202)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	647	600
Instruments de change	172	442

(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 2018, calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ Swaps de taux	145	1 452
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et swaps de change	(77)	(93)
■ Cross Currency Swaps	1	(1 040)
Opérations de couverture du risque action		
■ Options sur actions	20	20
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	19
■ Produits pétroliers	-	42
TOTAL	89	400

ÉTATS FINANCIERS
Autres informations

NOTE 36 AUTRES ENGAGEMENTS ET OPÉRATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2018, 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				31/12/2018	31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	13 088	19 516	12 513	8 748	53 865	55 539
Engagements liés aux opérations d'exploitation	6 910	13 280	11 170	8 721	40 081	41 285
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 942	10 603	9 149	8 538	32 232	32 660
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 968	2 677	2 021	183	7 849	8 625
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 315	2 986	577	24	6 902	7 255
Engagements liés aux opérations de financement	2 863	3 250	766	3	6 882	6 999
Engagements hors bilan reçus	3 469	9 052	585	162	13 268	13 805
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 294	900	585	162	2 941	3 485
Engagements liés aux opérations d'investissement	21	10	-	-	31	36
Engagements liés aux opérations de financement	2 154	8 142	-	-	10 296	10 284

36.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2018	31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	2 340	3 650	3 599	4 903	14 492	14 360
Achats de combustible nucléaire	1 602	6 953	5 550	3 635	17 740	18 300
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 942	10 603	9 149	8 538	32 232	32 660

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 de la filiale 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 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2018 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

6.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La baisse de ces engagements s'explique par l'extinction de garanties précédemment données au titre de contentieux fiscaux.

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 notamment par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3.

6. ÉTATS FINANCIERS

Autres informations

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2018, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Renouvelables pour 980 millions d'euros, d'Edison pour 929 millions d'euros, d'EDF International pour 805 millions d'euros, d'Enedis pour 800 millions d'euros et d'EDF Energy pour 750 millions d'euros.

36.2 ENGAGEMENTS REÇUS

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Evance.

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.

36.3 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.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 2.1.

NOTE 37 PASSIFS ÉVENTUELS

Contrôles fiscaux

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 563 millions d'euros à fin 2018. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

ÉTATS FINANCIERS
Autres informations

NOTE 38 ACTIFS DÉDIÉS

38.1 RÉGLEMENTATION

L'article L 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont 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 actifs non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 38.2 ci-après).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION
DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013.

EDF Invest cible les classes d'actifs suivantes : infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements investis en actions ou en dettes.

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 net lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.5).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, EDF suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyse de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir 38.2.1).

6.

6. ETATS FINANCIERS

Autres informations

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) ;
- les participations d'EDF dans Teneo, Portbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrilera Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicat, Ecowest SCI A et B, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme, Fallago Rig et Fenland).

La composition du portefeuille au 31 décembre 2018 est la suivante :

	31/12/2018		31/12/2017	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participation CTE (société détenant RTE) ⁽¹⁾	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille ⁽²⁾	20 136	20 830	17 825	19 717
Autres titres immobilisés	2 156	2 385	2 063	2 314
Total actifs dédiés - immobilisations financières	24 997	25 953	22 593	24 736
Créance CSPE ⁽³⁾	2 060	2 080	3 294	3 349
Total actifs dédiés avant couverture	27 057	28 033	25 887	28 085
Instruments de couverture et autres éléments ⁽⁴⁾	(369)	(344)	-	30
TOTAL ACTIFS DEDIES APRES COUVERTURE ⁽⁴⁾	26 688	27 689	25 887	28 115

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de transaction réalisée le 31 mars 2017.

(2) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(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 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

(4) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2018 ainsi qu'au 31 décembre 2017.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 est de 98,3 % (108,5 % au 31 décembre 2017).

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de - 1,05 % sur le taux de couverture.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017
Provision pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions derniers coeurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	28 167	25 910

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette

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.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

A horizon de 10 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₁₈) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

A horizon de 50 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₁₈) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

ÉTATS FINANCIERS
Autres informations**38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2018**

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 38.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni

(Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrilaha Red de Gas, Géocel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

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						
CTE (ex C25)		313		89		0
Framatome		140		449		4
EDF Energy		128		135		2
EDF Renouvelables	1 063					10
EDF Energy UK LTD						2
EDF International	6 404					119
EDF Trading		1 195		1 143		5
Edison	70					2
Enedis	502	88		1 643		4
Dalkia France	1 325			143		34
Groupe PEI	788					18
Citelum						2
Compte courant ⁽²⁾				3 213		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 331		(10)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾			8 250		(5)	
Convention d'intégration fiscale				1 507		

(1) créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) dont Enedis 1 742 millions d'euros

(3) dont C3 2 993 millions d'euros, EDF Trading 2 084 millions d'euros et EDF développement environnement 979 millions d'euros

6.**39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT****39.2.1 Relations avec l'État**

L'État détient 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

6. ÉTATS FINANCIERS

Autres informations

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Cycle relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

NOTE 40 ENVIRONNEMENT

40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/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.

Au 31 décembre 2018, le volume des émissions s'élève à 7 millions de tonnes (11 millions de tonnes au 31 décembre 2017).

En 2018, EDF a restitué 11 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, EDF avait restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période triennale 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 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.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir note 3.7).

ÉTATS FINANCIERS
Autres informations**NOTE 41 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX**

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2018	2017
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	452 868	452 868
Administrateurs ⁽²⁾	429 248	496 556

(1) Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017. Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de maintenir à ce montant la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2018.

(2) L'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 a approuvé une enveloppe annuelle de jetons de présence à allouer aux administrateurs de 500 000 euros au titre de l'exercice 2017, incluant la rémunération spécifique des travaux menés au cours des exercices 2016 et 2017 par le groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet de fermeture de la centrale de Fessenheim. L'Assemblée générale convoquée le 15 mai 2018 a maintenu à 500 000 euros le montant de l'enveloppe annuelle de jetons de présence pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

NOTE 42 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

6.

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 3 (3) ⑨後発事象」および「第3 3 (3) ⑩後発事象」ならびに2018年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記50および個別財務諸表の注記42を参照。

(2) 訴訟および仲裁手続

通常業務のなかで、当グループはいくつかの訴訟、仲裁、行政手続に係わっている。これらの手続に起因する費用は、発生する可能性が高く金額の見積りが可能であるかまたは合理的な範囲内で評価できる場合に限り、引き当てられる。後者の場合、引当額は、事例ごとの最善の見積りに基づいて決定される。引当金は、いずれも事例ごとのリスクの程度を評価して計上され、手続の進捗状況を重視して決まることはない。しかしながら、手続の進展によりリスクが再評価されることがある。

以下に記載された手続以外に、当社の知る限りにおいて、過去12か月間において、当社および／もしくは当グループの財政状態または収益性に対して重要な悪影響を与える可能性がある、または与えた行政、訴訟または仲裁手続（係属中または発生する可能性がある手続を含む。）は存在しない。

① EDFに関する法的手続

フランス一般電力網 (Réseau d'alimentation général (RAG))

2002年10月に、欧州委員会は、1997年1月1日にEDFの貸借対照表が再構築された際にフランス政府がEDFに補助金を与えたと主張して、フランスに対する手続を開始した。2003年12月16日付の決定により、欧州委員会は返済すべき補助金の金額を889百万ユーロ（元本）と設定した。2004年2月11日に、フランス政府は、返済すべき元本と利息を賄うための1,224百万ユーロの取立手形を発行した。EDFは、この金額を支払った。2004年4月27日に、EDFは、欧州委員会の決定の取消しを求めて欧州連合一般裁判所（当時の第一審裁判所）に訴訟を提起した。欧州連合一般裁判所は、欧州委員会は決定を下す際に当該行為が政府補助金を構成するものであったか否かについて、十分に情報を与えられた市場経済投資家による検証を適用するべきであったとして、2009年12月15日付で、2003年12月16日付の欧州委員会の決定を退ける判決を下した。かかる判決は両当事者を拘束するものであったため、フランス政府は、2009年12月30日付で1,224百万ユーロをEDFに返済した。2010年2月26日に、欧州委員会は、欧州連合一般裁判所の決定を不服として欧州連合司法裁判所に上訴した。2012年6月5日付の決定により、司法裁判所は欧州委員会の上訴を却下し、2009年12月15日付の欧州連合一般裁判所の決定を支持した。

2013年5月2日に、欧州委員会は、フランス政府が欧州裁判所により設定されたテストに基づいて十分に情報を与えられた市場経済投資家として行為したか否かについて検証するために、調査の再開を決定した。2015年7月22日、欧州委員会は、EDFに与えられた税額控除を経済的理由による投資として取り扱うことができなかったことを考慮して、1987年から1996年にかけて設定されたRAG施設の更新のための引当金の課税上の取扱いは、政府補助に矛盾を生じさせていたとする新たな決定を発表した。かかる決定により、フランス政府はEDFに対して、付与した補助金および欧州委員会によって定められた条件に従った利息の金額、すなわち合計1.38十億ユーロを返金することを命じた。

EDFは、かかる決定に形式的に同意し、要求された金額を返金した。しかしながら、当グループは、違法な政府補助があったことについて異議を唱え、2015年12月22日に、欧州連合一般裁判所に新たな取消訴訟を提起した。2016年4月19日、フランス政府は、当該訴訟に関与し、EDFを支持した。欧州連合一般裁判所は、2018年1月16日付の判決により、当該訴訟を棄却し、欧州委員会の決定を支持した。

2018年3月27日、EDFは、欧州連合一般裁判所による2018年1月16日付の判決に対して、欧州連合司法裁判所に上訴した。2018年12月13日、欧州連合裁判所は、この上訴を棄却し、欧州委員会の決定を支持し、訴訟は確実に終結した。

フランスにおける水力発電委託の入札の競争の激しさ

欧州委員会（EC）の競争総局は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条および同条約第1章第106条に基づき、フランスにおける水力発電委託に関してフランス政府に対する訴訟を提起した。

そのため、欧州委員会は、フランスにおける水力発電委託の大部分がEDFに帰属し、それらをEDFが独占していることは、フランスの電力小売市場におけるEDFの支配的地位の強化につながるため、上述の規定に違反していると考えた旨の正式通知を、2015年10月22日にフランス政府に送付した。

政府は、正式通知に対して回答し、これは政府と欧州委員会との間における対立関係の始まりとなったが、この決定が、欧州委員会の最終的な決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係者として当該通知の写しを受領した。EDFは、当該通知に対する回答として、2016年1月4日、欧州委員会に対して、欧州委員会の分析およびその根拠に対して強く異議を唱える意見を送付した。

欧州委員会、フランス政府およびEDFの間の議論はまだ継続している。

アスベスト

EDFは、過去に、アスベストを含む製品を使用していた。そのため、一部の従業員（具体的には、化石燃料火力発電所の維持管理を行う従業員）は、主に1970年代終わり以降かかるアスベストの交換または保護対策がEDFによって実施される前に、アスベストに晒されていた可能性がある。

EDFおよびEnedisは、1997年から2018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、694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。

2019年1月末現在、91件の訴訟（うち16件はEnedisに対するもの）が継続していた。

2018年12月31日現在、使用者の弁解の余地のない過失に関する訴訟における、EDFの最終的な判決の累計額は、約33.16百万ユーロに達した。

提起された訴訟件数は2010年から一定しているが、2016年以降は減少傾向にある（各年の新規訴訟は20件未満）。したがって、電気ガス産業国家基金（CNIEG）への財政負担に大きな変化はない見込みである。金融リスクに対し、EDFの財務書類上に10百万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的および非物質的な資源（特にBleu Ciel®ブランド、商標およびロゴマークならびに顧客データ）をその子会社に提供し、規制料金の対象である電力供給業者としてのEDFの役割と、太陽光発電分野の事業を行う子会社の役割について顧客に混乱をもたらした事実を批判した。EDFは、この決定についてパリ控訴院に上訴した。

2015年5月21日、パリ控訴院は、ADLCの決定を一部覆し、2009年から2010年までの期間における商標およびロゴマークのEDFによる使用に関する罰金ならびに違反の繰返しにより増額された罰金を無効とした。最終的に、罰金の額は13.5百万ユーロから7.9百万ユーロに減少した。

ADLCおよびEDFは、破毀院に上訴した。破毀院は、2017年9月27日付の判決により、EDFの主張を棄却し、また2015年のパリ控訴院の決定については、違反の繰返しによる状況の悪化を否定したとしてこれを無効とした。そのため、破毀院は、違反の繰返しによる罰金の増額の決定を唯一の争点とし、本件をパリ控訴院に差し戻した。2018年9月27日付の判決において、パリ控訴院は、EDFに対し、この違反の繰返しによる罰金を1.9百万ユーロ増額することを確認した。この判決は、罰金を7.9百万ユーロと定め、確定した。

補償を求める太陽光発電分野の事業者による訴訟

Solaire Directは2014年5月13日、ADLCが2013年12月17日付の決定において非難した行為の結果として損害を被ったとし、その損害に対し8.7百万ユーロ（Solaire Directによる査定額）の損害賠償を求め、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。2014年12月16日、同裁判所は、パリ控訴院により上記のADLCの決定に対するEDFの上訴訴訟に係る判決が言い渡されるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。2017年2月21日付の判決において、商事裁判所は、さらに、2015年5月21日付の決定に対するADLCの上訴について破毀院により判決が言い渡されるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。破毀院は、判決を下し（上記「Solaire Direct」訴訟を参照。）、当該訴訟は再開され、Solaire Directは、その損害賠償額を5.2百万ユーロと見積もっている。当該訴訟手続は、現在も係属中である。

2014年12月11日、Apem Énergie、Arkeos、Biosystem-AD、Cap Eco Énergie、Cap Sud、Isowatt、PCI-m、PhotenおよびSol'Air Confortは、EDF、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対し、上記訴訟手続と同内容の訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。これらの会社は、18.3百万ユーロの損害賠償を請求している。同裁判所は、2017年9月27日付の判決により、出訴期限の経過を理由として原告の訴訟を棄却した。当該判決に対して控訴したのは、11社のうち、わずか6社であった。損害賠償および利息の請求総額は、現在9.4百万ユーロである。当該訴訟手続は、現在も係属中である。

太陽光発電事業者訴訟

2010年秋に公的機関が、太陽光発電による電力の購入価格の引下げが近く実施されることを発表したことにより、接続の申請が増加した（この流れは、完全な申請書が提出された日をもって適用される価格が決定されるという事実によって説明できる。）。続いて、一連の省令が公表され、購入価格を引き下げた。

かかる引下げは、この契約申請の流れを止めるために充分ではなかったため、政府は、2010年12月9日付の命令により、新たな契約の締結を3か月間差し止め、申請に係る財政的および技術的な提案が2010年12月2日までに承認されていない場合、当該3か月間の末日に、新たな接続の申請を提出しなければならないと定めた。

これに関連して、一時停止の前に有効であった固定価格買取制度における権利を喪失した多数の発電事業者は、非相互接続地域（NIZ）の配電網事業者（DNO）であるEDFおよびフランス都市部のDNOであるEnedisに対して、より有利な電力購入条件を享受することができる期間内に接続に関する技術的および財務的な提案をDNOが行わなかったことを理由として、損害賠償を求めて訴訟手続を提起した（「第6 3（2）② EDFの子会社および持分に関する法的手続—Enedis」を参照。）。

欧州連合司法裁判所は、2017年3月15日付の命令により、太陽光発電による電力の購入価格を決定する2006年7月10日付および2010年1月12日付の命令について、政府補助金に該当するための4要件の1つである「国家による介入または国家資源を通じた介入」にあたることを認めた。欧州連合司法裁判所は、欧州委員会への事前の通知なく実施された補助金措置は違法であると繰り返した。特にこれらの違法な命令の適用を排除することによりこの結論を実施することが、国の司法管轄に委ねられている。

2018年初め以降、本件に関してEnedisに有利な決定が複数なされている。とりわけ2018年7月初旬、ヴェルサイユ控訴院は、Enedisの不正行為を裏付ける証拠がないこともしくはEnedisの不正行為と発電事業者の損失の因果関係が存在しないことを理由として、または（政府補助金の管理規則に基づく通知を欧州委員会が受領していないことから）2006年および2010年の料金に関する決定は違法であるため、発電事業者の損失が補償対象とならないと判断して、150の発電事業者からの請求を棄却した。かかる決定の大半が、破毀院に上訴されている。

同様に、ここ数か月の間に、EDFに対しても、発電事業者の損失が違法であるために補償の対象ではないとする有利な決定がなされている。

民事裁判所において係属中の損害賠償訴訟と並行して、EDFおよびEnedisは、民事責任保険の給付金を請求した。保険業者は、保証の適用を拒否した。破毀院は、2015年6月9日付決定（緑色／黄色）において、Enedisの賠償責任は保険業者により補償されるべきであるとし、DNOの法的責任を認める裁定を下した。この判決を受けて、EDFおよびEnedisは、2017年4月に、2つの部分的な一連の申立ての存在を裁判所に認めさせるために保険業者を召喚した。したがって、裁判所が2つの部分的な一連の申立ての存在を認めた場合、同じ技術的理由による申立てについてそれぞれ単一の控除可能な補償金の上限が適用されることになる。

SUN'R

2012年6月21日、SUN'Rは、フランスのADLCにEDFおよびEnedisに対する不服申立てを行い、保全措置（*mesures conservatoires*）の適用を申請した。かかる申立てにおいて、SUN'Rは、太陽光発電施設の接続に関連する手続の遅滞についてEnedisを訴え、購入義務契約の履行および関連する請求書の支払いの遅滞についてEDFを訴えた。加えて、SUN'Rによると、EDF ENRは、Enedisによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たという。

2013年2月14日付の決定において、ADLCはSUN'Rによる保全措置に関するすべての申請を退ける決定を発表したが、本案の手続は未だ継続中である。

2018年1月12日、ADLCの調査機関は、EDF、EnedisおよびRTEの行為がいずれも競争を阻害するものではなかったと結論付け、取下げの提案を当事者に送付した。2018年7月4日、ADLCは、訴えを却下する決定を行い、訴訟手続を終了した。2012年のADLCへの不服申立てと同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および暫定的な損害賠償に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびEnedisに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付政令において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

2015年4月30日、SUN'Rは、EnedisおよびEDF SAを召喚し、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に対し、同じ理由によりパリ商事裁判所において訴訟を提起した。これらの会社は、現在、申し立てた損失に対する約4百万ユーロの補償金を請求しているが、当該裁判所に、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで訴訟手続の中止を求めた。パリ商事裁判所は、2017年12月4日付の判決に

において、Sun West、Azimut 56およびJB Solarの暫定的な損害賠償の申請を却下し、訴訟の本案についてADLCの決定がなされるまで、訴訟手続を中止するよう命令した。

この決定は、ADLCが（最終的に）訴訟を却下する決定を承認した2018年7月4日に言い渡された。したがって、原告の訴えの対象となった行為は実行されていないものとみなされた。

パリ商事裁判所は、2018年12月10日付の判決により、SUN'Rによる補償訴訟の取下げを認め、2018年12月12日付の判決により、Sun West、Azimut 56およびJB Solarによる補償訴訟の取下げを認めた。したがって、本件は確実に終結した。

Eole Miquelon

2015年7月20日、Eole Miquelonは、ミクロン島の電力産業において実施されている慣行について、ADLCに訴えを起こした。

Eole Miquelonは、島部で風力発電所を操業しており、EDFが自身で発電した電力を優遇するためにその施設で生産した風力エネルギーの使用を制限していると主張している。Eole Miquelonは、これらの慣行によって島部での操業停止を余儀なくされるであろうと主張している。2018年1月31日、ADLCは、原告による取下げを認める決定を承認し、訴訟を終結した。

Xélan

2016年10月17日、Xélanは、主として、EDFが規制販売料金での顧客の消費量に関するデータの共有を拒んだために、Xélanがエネルギー消費量管理による自社の電力供給サービスを設計することができなかったとして、フランスの競争当局（*Autorité de la concurrence*）に提訴した。この訴訟提起を受け、競争当局は、2016年11月22日および23日に、EDFおよびその関連会社数社の敷地内で捜査押収活動を実施した。しかしながら、これらの活動は、EDFグループの責任に帰する違反の有無を予断するものではない。EDFおよびその子会社は、これらの捜査押収活動について異議を申し立て、ヴェルサイユ控訴院に上訴した。2018年4月12日付の命令により、ヴェルサイユ控訴院長は、捜査押収活動を認める命令に関する訴えを棄却し、当該活動の実施についての異議申立ての訴訟手続を延期した。2019年1月10日付の命令により、ヴェルサイユ控訴院長は、当該活動の実施についての異議申立てを棄却した。

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。

2018年7月31日付の決定により、欧州委員会は、発電目的の自家消費に対して認められているCSPEの免除について、EDFはそのSTEPにおいてその恩恵を受けている会社の1つであるが、政府補助金には該当しないと判断した。他方で、他のCSPEの上限額に関する制度は、国内市場に適合しない政府補助金に該当するが、その恩恵を享受しないEDFには影響しない。

労働訴訟

EDFは、とりわけ労働時間について、多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟を単体で見た場合に、それがEDFの業績および財務状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これらの訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込む可能性が高い状況にあるため、それらが合わさった場合、（年間労働時間を日数ベースで計算することについて2016年に合意したことで、このリスクは軽減されたものの）当グループの財務状態に重要な悪影響を与える可能性がある。

環境訴訟

工業事業に起因して、当グループは、特に土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。2019年3月15日現在、当グループは、これらの訴訟につき当グループに不利益な判決がなされても、個別的には当グループの財務状態に重要な悪影響を与える可能性は低いと考えている。

租税訴訟

EDFは、2008年度から2015年度について、主に長期債務の損金算入の可能性に関する修正案を受領した。この調整は毎年行われ、これには、2018年末現在で合計約563百万ユーロの法人税に関する金融リスクが含まれている。2017年9月における2つの判決により、モントルイユ行政裁判所は、これらの債務について損金算入可能であると認め、当社の採用した見解を有効とした。

2012事業年度から2015事業年度について、税務当局は、当社に対し、企業付加価値負担金の継続的な調整に関する通知を送付し、一定の長期引当金の損金算入の可能性について異議を唱えた。

Vent de Colère

Vent de Colèreと称する非営利団体による、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（CJEU）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日付の決定により、CSPEにつき物品税に関する一般的な制度を定めた指令（1992年2月25日付指令92/12/EECおよび2008年12月16日付指令2008/118/EC）ならびにエネルギー製品と電力に対する課税に関する枠組み（2003年10月27日付指令2003/96/EC）との整合性に関してCJEUに付託された予備決定に関する質問状について同裁判所の見解が示されるまで、訴訟手続の中止を決定した。

2018年7月25日付の決定において、CJEUは、CSPEについて、再生可能エネルギー源による発電を賄うための収益部分のみが、EU法に準拠した特定の目的のための直接税として認められるとした。国務院は、CJEUによって採択された解決策を適用して、2018年12月3日付の決定において、Messer社が返還を申し立てていたCSPEの収益について、まずフランス本土および非相互接続地域における再生可能エネルギー支援およびコジェネレーションに優先的に割り当てられたものと判断し、その特定の目的に割り当てられなかったCSPEの割合のみが申立人に返還される可能性がある（すなわち、この場合、2009年に関して支払われた拠出金の7.42%）と見積もった。

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プロジェクト保有者により受領され、2016年12月15日に、政府補助金に相当する金額に係る利息として4.5百万ユーロ（EDF ENの分として）が支払われた。

SHEM

ネスト運河（*Canal des Nestes*）への給水を確保するために、上流に位置する施設の営業許可取得者および事業者（EDFおよびSHEM）は、毎年一定量の水量を放出すること（農業放水）が規制義務として課されている。EDFおよびSHEMは、2003年12月1日付の「農業放水契約」により、SHEMがEDFのために支払いを受けて行う放水の技術手配および財務手配について合意した。

2010年10月以降、水力発電委託の更新により、政府によって、EDFとSHEMとの間の施設の割当てがSHEMに有利となるよう変更され、政府は、現在農業放水義務の対象である施設の割当てを変更した。EDFが現在操業する施設は当該義務の対象とならないため、EDFは、上記の2003年12月1日付の契約は目的が存在しなくなると考え、SHEMからの合計14.9百万ユーロ（税抜き）の請求書の支払いを拒否した。

2016年10月、SHEMは、行政裁判所が当該紛争の審理を行う管轄権を有しないとの判断を下したため、上記の請求書の支払いを求めて、EDFに対する訴訟手続をパリ商事裁判所に提起した。2018年10月4日に、本件について異議申立てがなされた。

EDFを支持し、2018年11月30日に言い渡された判決により、同裁判所は、契約を無効とし、SHEMの申立てをすべて棄却した。この判決に対し、SHEMは上訴した。

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

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、パリ大審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大審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第700条に従い、CCEに対し、EDF SAに1,500ユーロを支払うよう命じた。CCEはこの決定に対して上訴し、2017年3月9日にパリ控訴院において審理が行われた。CCEは、この種の訴訟における従業員の代表の情報・協議手続の条件を定めた雇用保護に関する2013年6月14日付法律第2013-504号の整合性に異議を唱え、合憲性の優先的照会（*question prioritaire de constitutionnalité* (QPC)）を申し立てた。2017年5月17日付の判決により、控訴院は、上訴人により申し立てられたQPCは重要性を欠いているとはいえないとの裁定を下したが、同じ争点につきQPCが既に破毀院に付託されていたため、これを破毀院に移送せず、破毀院による判決が下されるまで訴訟手続の中止を決定した。憲法院は、2017年8月4日の決定において、事前に定められた期限に関する、物議を醸したフランス労働法の規定を有効とした。したがって、当該訴訟手続はパリ控訴院において再開され、パリ控訴院は、2018年9月7日付の判決において、（i）判決の通知から1か月以内にデスカタ氏の報告書の全文を送付し、期限を過ぎた場合には1日の遅延につき1,000ユーロの罰金を支払うこと、（ii）「同じ罰金の支払いを前提として、判決の通知から2か月以内に、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する協議を目的とする臨時総会を開催するために」CCEを招集すること、ならびに（iii）NCPC第700条に基づき一切の費用および3,000ユーロを支払うことを、EDFに対して命じた。しかしながら、裁判所は、CCEのその他の要求については従わなかった。特に、プロジェクトについては一時中止を命じなかったため、継続することができる。EDFは、判決を実行し、破毀院に上訴した。

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付託

2007年12月20日に締結された20年間の基本電力供給契約の枠組みの中で、年間70MWの容量について、ティチーノ州の公開会社であるAzienda Elettrica Ticinese（AET）は、2014年以降および特定の期間において市場価格が当該契約で合意した価格を下回っていると主張し、エネルギー価格の再交渉を命じるよう裁判所に求めた。

当該契約における価格は交渉の余地がなく、履行困難条項も存在しなかったため、EDFは、価格の再交渉を行う義務はないと強く主張し、当初の経済的均衡に従って価格調整を行うことを提案した。

2016年4月12日、交渉後に和解が成立しなかったため、AETは、EDFに対し、パリ商事裁判所に訴訟を提起した。2017年12月4日、パリ商事裁判所は、申立てをすべて棄却し、EDFに有利な判決を下した。AETは、この判決に対して上訴した。本件は、パリ控訴院において係属中である。

また、AETは、2017年11月9日に、同じ契約に関して70MWの発電容量メカニズムによる利益の分配を求めて、EDFを召喚した。パリ商事裁判所は、2019年1月22日に、AETの申立てを棄却し、EDFに有利な判決を下した。

AMFによる調査

2016年7月21日より、EDFは、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対象となっている。この調査の一環として、EDFは、AMFに特定の情報およびいくつかの書類を提供し、その質問に回答した。EDFの知る限りでは、この調査は、現在も継続中であり、EDFグループの責に帰すべき違反があったことを意味するものではない。

CRE／REMITの調査

2016年12月1日、CRE（エネルギー規制委員会）は、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets Limitedがエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2016年4月1日以降行ったことが有罪となるかについて調査を実施した。CREは、EDFに対し、2018年7月5日付の書簡にて、本件を紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDis）に付託した旨の通知を行った。

2016年12月1日、CREは、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets LimitedがREMITに関する規則の規定に違反するおそれのある行為を2014年1月1日以降行ったか否かの判定を目的とした、別の調査を開始した。

また、2017年12月14日、CREは、EDFおよび関係していた可能性のあるその他の者がエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2017年1月1日以降行ったか否かの確定を目的とした、3つ目の調査を開始した。

これらは、EDFグループの責に帰すべき違反があったことを意味するものではない。

グラブリンヌ2、ダンピエール3およびトリカスタン3の原子炉の再稼働

2015年以降、フラマンビルEPR容器のドームにおいて欠陥が見つかったことを受け、EDFは、ASNの要請によりかつその監督の下で、操業中の原子炉の分析を行っている。これらの検査の目的は、EDFが運営する900MWe系列および1,450MWe系列の原子炉18基に使用されている蒸気発生器の水室（すなわち下部）が、フランマンビルEPR容器において見つかったものと同様の欠陥（すなわち機械の強度に影響を及ぼすおそれのある高炭素含有量）による影響を受けないことを保証することである。蒸気発生器を検査している間、JCFC（日本鑄鍛鋼株式会社）という日本企業で製造された水室が設置されている12基の原子炉の部品の一部でのみ炭素濃度が検出された。かかる原子炉には、グラブリンヌ（2号機）、ダンピエール（3号機）およびトリカスタン（3号機）の原子力発電所のものが含まれる。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。法廷での審理後、国務院は、2018年10月3日付の決定により、非営利団体の申立てを棄却した。

原子力発電所に影響する欠陥

ル・クルーズの工場（AREVA NP）で製造されたフェッセンハイム原子炉2号機の蒸気発生器に影響を及ぼす欠陥が見つかったことを受け、グリーンピースおよびその他6つの団体が、2016年10月14日にEDFおよびAREVA NPに対し、偽造文書の使用、無謀な危険行為およびインシデント報告の遅延を含む、4つの罪につきパリの検察局に告訴した。これと同時に、2016年5月4日、原子力監視協会は、ル・クルーズの工場における活動について実施された監査の結果、とりわけ「1965年以降製造された約400の部品につき、製造管理プロセスにおいて不正があり、うち約50がフランスの原子力発電所において使用されている」ことが明らかになったことを受け、AREVAに対し、偽造、偽造文書の使用および危険行為についてシャロン・シュル・ソヌの検察局に告訴した。ASNは、ル・クルーズの工場において見つかった不正について、フランス刑事訴訟法（*Code de Procédure Pénale*）第40条に基づき、2016年10月25日にシャロン・シュル・ソヌの検察局に報告した旨を公表した。

フラマンビル3－建設を許可する改正命令に対する訴訟

フラマンビル3の建設を許可する改正命令に対し、3件の異議申立てがなされた。最初の2件は、2017年5月23日に国務院に提出されたもので、フラマンビル3の建設を許可する命令を改正して稼働開始期限を変更する2017年3月23日付命令に対して、いくつかの非営利団体（1件はCRILAN、もう1件は「Notre Affaire à tous」）により直接提起されたものであった。国務院は、2018年3月28日付の決定においてこの2件の申立てを棄却し、EDFに2,000ユーロを支払うことを各団体に対して命じた。

3件目の申立ても、2017年8月21日に、グリーンピース、CRILANおよび「Notre Affaire à tous」をはじめとするいくつかの非営利団体により国務院に提出されたもので、フラマンビル3の建設を許可する改正命令の撤回を首相が暗黙のうちに拒否したことに対するものであった。調査は現在も継続中である。

フラマンビル3－原子力安全当局の2017年10月10日付意見書に対する訴訟

2017年11月30日、「Sortir du nucléaire」およびグリーンピース・フランスをはじめとするいくつかの団体が、フラマンビル3原子炉容器の下鏡および上蓋の鋼材の異常に関する原子力安全当局の2017年10月10日付意見書の撤回を求めて、国務院に訴訟を提起した。原子力安全当局は、施設の稼働中に一定の検査が実施されていることを前提とし、かかる異常が原子炉容器の稼働を妨げる可能性は低いと考えていた。

2018年11月27日、同じ非営利団体が、上記の2017年10月10日付意見書に従った決定であるフラマンビル3容器に関するASNの2018年10月9日付の決定（「第2 3（2）①（ii）（イ）フラマンビル3 EPRプロジェクト」を参照。）に対し、国務院に新たな上訴を行った。

フラマンビル3－グリーンピースおよびSortir du Nucléaireの団体による申立て

2018年7月18日、フラマンビルの現場で観測された溶接問題に関して、環境法および基礎原子力施設に関する規制への様々な違反を行ったとして、EDF（事業者）、Framatome（製造業者）および未知の者に対して、グリーンピースおよびSortir du Nucléaireの団体がシェルブールの検察局に共同で提訴した。

フェッセンハイム

2017年3月14日、三国間原子力保護協会（*Association Trinationale de Protection Nucléaire*）（ATPN）は、国務院に対し、第一に、フェッセンハイム発電所における水のサンプリングと消費、廃棄物放出および環境モニタリングの方法に関する指示を定めた原子力安全当局の2016年3月29日付決定2016-DC-0551の取消し、第二に、同施設の廃棄物環境内放出限度を定めた原子力安全当局の決定2016-DC-0550の取消しを求める申立てを行った。

国務院は2018年6月14日付判決において、免責の正当な理由がないことから、廃棄物放出限度を定めた上記の決定を一部取り消した。しかしながら、国務院は「フェッセンハイムの操業に伴う経済的な価値およびエネルギー関連の価値の観点から、また、（理由がないという唯一の根拠によりこの決定によって取り消された）当該限度の一時的な維持は、環境法第L.593-1条において言及される利益にとって特定のリスクを伴うものではないという事実から（後略）」、遅くとも2018年10月1日までにASNが新たな値を設定する新たな決定を下すまでの間、取り消された当該限度の範囲内において、EDFが当該廃棄物を環境内に放出することは認められると述べた。当該決定は、2018年7月17日にASNにより採択され、その2か月後に承認された。それ以外については、国務院は、その他のすべての請求および上記のサンプリング方法に関する決定の取消しの申立てを棄却した。

2018年5月15日に、ATPNによる2回目の申立てが行われたが、今回は原子力安全当局の長官による2016年7月25日付決定に対するものであった。かかる決定により、EDFは部品的大幅な変更が認められ、その結果として施設の設置が認められた。かかる請求に関する決定は国務院に委ねられており、現在調査が行われている。

最後に、国務院は、2018年6月14日付の判決において、Areva NPに付与されていたフェッセンハイムのHSテストに関する証書の停止を解除したASNによる2018年3月12日付の決定の差止めを求めてATPNが行った暫定措置の申立てを棄却した。かかる請求に関する決定は国務院に委ねられており、現在調査が行われている。

規制電力販売料金－2018年7月27日付決定に対する申立て

2018年9月28日、ENGIEは、フランス都市部の住宅用顧客および非住宅用顧客に適用される規制電力販売料金に関する2018年7月27日付決定に対し、国務院に訴訟を提起した。9月に、エネルギー小売事業者協会（ANODE）も、この決定、ならびにフランス都市部の顧客に適用される黄色および緑色の規制電力販売料金に関する2018年7月27日付決定に対して略式訴訟を提起し、さらに2018年12月27日にこれを説明する覚書により補足した。

ENGIEおよびANODEは、国務院に対し、それらの見解において、具体的には料金の水準および設定方法が競争の原則に違反することを理由として、これらの決定の取消しを求めた。

ルダンヴィエルの水力発電委託－自治体による申立て

ルダンヴィエルの自治体は、ポー行政裁判所に提出した2018年2月20日付申立書により、2007年2月14日付の県指令によりEDFのために40年の期間で更新された水力発電の委託を終了するために、オート・ピレネーの知事による2017年12月22日付拒否決定の取消しを求めた。同自治体は、この委託がEDFの利益のために宣伝・競争入札手続以外の方法で更新されたことが、今後の実施を妨げると考えている。

ジュネーブ当局によるCNPEのビュージェイ発電所に対する訴訟

2018年12月、ジュネーブ州は、発電所の不可欠な部品の脆弱性、設計上の欠陥、敷地の地震・洪水リスク、トリチウムの漏洩およびインシデントの増加を示しているとする専門家の報告書を根拠として、INB規則違反で民事訴訟を提訴した。この新たな訴訟に関し、EDF CNPEのビュジョイ原子力発電所に対する調査はまだ行われていない。

② EDFの子会社および持分に関する法的手続

Enedis

太陽光発電事業者訴訟

2010年（主に2010年8月）において、（その当時は、完全な申請書が提出された日に応じて適切な価格が決定されていたため、）電力購入価格の値下げの告知により、Enedisユニットへの接続の申請が急増した。3か月後、2010年12月9日に発行された一時停止令が新たな契約の締結を3か月間差し止め、申請に係る財政的および技術的な提案が2010年12月2日までに承認

されていない場合、当該3か月間の末日に、新たな接続の申請を提出しなければならないと定めた（「第6 3（2）① EDFに関する法的手続」を参照。）。

この一時停止の終了時に、新たな電力購入条項が導入された。この枠組みにおいて、入札公告のシステムが導入され、さらに、新たな命令により、太陽光発電による電力の購入義務価格が新たに再設定された。2011年3月4日に発行されたこの命令により、太陽光発電による電力の購入価格が大幅に下落した。

2011年11月16日に、国務院が、2010年12月に発行された一時停止令に対するいくつかの上訴を棄却する判決を言い渡したことにより、Enedisに対する訴訟手続は2011年末に急増し、かかる増加は2012年、2013年、2014年および2015年にも続いた。この一時停止に関連する損害賠償請求の出訴期間は、2016年3月に終了した。これらの訴訟手続は、主として、新たな電力購入価格により営業の状況が以前より悪化したために、プロジェクトの中止に追い込まれた発電事業者によって提起された。これらの発電事業者は、彼らがより魅力的な電力購入条件を享受することを可能にしたであろう接続に関する技術的および財政的な提案を、Enedisが適時に行わなかったことから、こうした状況がEnedisによって引き起こされたと考えている。第一審および控訴院により下された判決の根拠および調査結果は様々であり、原告の要求をすべて棄却した裁判所も複数あれば、その一方で原告の補償金請求を認めた裁判所も複数あるが、認められた保証金は概して請求額を下回っている。

Enedisは、民事責任保険の給付金を請求した。保険業者は、保証の適用を拒否した。破毀院は、2015年6月9日付決定（緑色／黄色）において、Enedisの賠償責任は保険業者により補償されるべきであるとし、Enedisの法的責任を認める裁定を下した。しかしながら、保険業者は、他の係属中の訴訟について保証金の支給を拒否し続けている。2017年、Enedisは、保険業者を召喚し、部分的な一連の申立ての存在について裁定を下すようナンテール商事裁判所に要請した。

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。

欧州連合司法裁判所は、2017年3月15日付の命令により、太陽光発電による電力の購入価格を決定する2006年7月10日付および2010年1月12日付の命令について、政府補助金に該当するための4要件の1つである「国家による介入または国家資源を通じた介入」にあたることを認めた。欧州連合司法裁判所は、欧州委員会への事前の通知なく実施された補助金措置は違法であると繰り返した。特にこれらの違法な命令の適用を排除することによりこの結論を実施することが、国の司法管轄に委ねられている。

2018年初め以降、本件に関してEnedisに有利な決定が複数なされている。とりわけ7月初旬、ヴェルサイユ控訴院は、Enedisの不正行為を裏付ける証拠がないこともしくはEnedisの不正行為と発電事業者の損失の因果関係が存在しないことを理由として、または（政府補助金の管理規則に基づく通知を欧州委員会が受領していないことから）2006年および2010年の料金に関する決定は違法であるため、発電事業者の損失が補償対象とならないと判断して、150の発電事業者からの請求を棄却した。かかる決定の大半が、破毀院に上訴されている。

ENGIE

2016年12月23日、ENGIEは、単一の契約を結んでいる顧客の管理コストに係る供給業者の報酬に関して、Enedisに対する訴訟をパリ商事裁判所に提起した（「第2 3（2）②（i）（ii）電力供給契約」を参照。）。当該訴訟手続は係属中である。ENGIEは、2017年12月30日付法律第13条に対し、合憲性の優先的照会（*question prioritaire de constitutionnalité*（QPC））を申し立てた。この争点はパリ商事裁判所により移送された後、破毀院により憲法院に移送され、憲法院はこれについて2019年5月8日までに判決を下さなければならない。

Quadlogic Controls Corporation

2016年2月24日、Enedisは、米国の会社であるQuadlogic Controls Corporation（QCC）が所有する欧州特許の被疑侵害について、QCCが作成した訴状をパリ地方裁判所から受領した。Enedisは、QCCの発明に係るインプットおよび被疑侵害の両方に対して強く異議を唱えた。2017年11月、パリ地方裁判所は、Enedisに有利な判決を下し、フランスにおけるQCCの欧州特許については無効とした。2018年3月12日、QCCは、この判決に対して上訴した。当該訴訟手続は、パリ控訴院において係属中である。

EDF International

租税訴訟

EDF Internationalの2009事業年度から2014事業年度までに関する税務調査の結果、合計約310百万ユーロのBritish Energyの買収の借換えのために導入された転換社債の評価に対して異議申立てがなされた。EDF Internationalは、かかる訴訟に勝訴する十分な可能性があると考え、これらの調整の理由に対して異議を唱えた。

Edison

Ausimontの売却に関する手続（ブッシ）

ペスカーラ（アブルッツォ地方）の検察官は、ブッシ・スル・ティリーノのアテルノ川流域に水質汚染および生態学的災害の疑いがあるとして、予備調査を開始した。かかる流域は、1世紀以上もの間、Ausimont SpAが所有する工業団地（2002年にSolvay Solexis SpAに売却された。）であった敷地であり、ペスカーラの検察官は、Solvay SolexisおよびEdisonの前取締役ならびに管理者に対して、この事例は当該敷地の購入者であるSolvay Solexisの損害となる水質汚染、環境被害および不正行為の罪で提訴される旨を通知した。

2009年12月15日、MontEdison（現Edison）に対する不正行為による起訴は中止されたが、環境被害ならびに水質および食料汚染に関する手続は継続した。2013年4月18日、管轄権を有する裁判官は、MontEdisonの旧経営陣に対する訴訟をキエーティの重罪院に提起することを決定した。2014年2月7日付の重罪院の決定により、Edisonに対する訴訟は棄却されたため、Edisonはもはやかかる刑事訴訟の当事者ではない。2014年12月19日付の決定において、重罪院はすべての被告人に無罪判決を言い渡した。検察官は本件を破毀院に付託し、破毀院は、2016年3月18日に、かかる訴えを許容できないとの裁定を下し、本件をラクイラの重罪控訴院に差し戻す決定を行った。2017年2月に重罪控訴院により下された判決は、破毀院に上訴された。

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。したがって、Edisonは、もはや緊急対策を実行する義務はない。

破毀院は、2018年9月28日付の判決により、ブッシ・スル・ティリーノ工業団地に対する刑事訴訟に関するラクイラの重罪控訴院による判決を、照会せずに無効とした。重罪控訴院は、（i）環境被害および水質汚染の被告人の一部について、それらが「その原因である行為を行っていない」との理由で無罪とし、（ii）その他の被告人に起因する環境被害の告発については、上訴判決が下される前に出訴期間が経過したことから、時効となったと判断し、（iii）民事当事者が被ったとされる損害については支払うべきものはないと判断した。

これに関連して、2018年2月28日にペスカーラ県は、Solvay Speciality Polymers Italy SpA（旧Solvay Solexis SpA）およびEdison SpAに対して、Ausimont SpAが所有する売却予定の土地における汚染の責任者を決定するための行政手続を開始したことを通知した。

2001年12月にMontEdison SpAおよびLongside International SAを一方当事者、Solvay Solexis SpA（Solvay Specialty Polymers Italy SpA）を他方当事者として締結されたAgora SpA（Ausimont SpAを支配下に置く会社）の委託契約に含まれる、ブッシおよびスピネッタ・マレンゴの用地における環境に関する表明保証の違反について、2012年にSolvay SAおよびSolvay Specialty Polymers Italy SpAによって仲裁手続が開始された。

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、スピネッタ・マレンゴの工業用地およびその周辺の敷地における泉からの水質汚染疑惑および敷地再生措置の欠如に関連する調査の終結に関する通知を送付した。調査は2012年1月16日に終了した。

管轄権を有する裁判官は、2012年1月16日に、数名のMontEdisonの前役職員に対し、環境上の安全および公安に反したおそれのある行為に関して、アレッサンドリアの重罪院において起訴することを決定した。アレッサンドリアの重罪院における裁判は、2012年10月17日に開始された。

2015年12月18日、重罪院における裁判の最後に、Ausimontの旧経営陣およびMontEdisonに、水質汚染疑惑について無罪の判決が下された。これにより、Edisonは民事上の責任を一切問われないこととなった。判決は、2016年6月6日に公表され、トリノの重罪控訴院に上訴された。同院における審理は、2018年2月に開始された。判決は、2018年度上半期に言い渡される見込みである。2019年1月4日、トリノの重罪院は、スピネッタ・マレンゴの化学工業用地の管理に関して主張されている環境被害および水質汚染について、AusimontおよびMontEdisonの前取締役および従業員の無罪を支持する判決の理由をすべて公表した。

また、Solvay Solexisは、行政上の決定により、スピネッタ・マレンゴ用地を復興するよう命じられた。Edisonは、かかる決定の取消しを求めてSolvay Solexisにより提出された申立てについて、その利益を守るために訴訟手続に自発的に介入した。その理由として、かかる行政上の決定は、Edisonに対して当該用地を復興する義務を負わせるものではないからである（かかる義務はSolvay Solexisだけに課されるものである。）。訴訟手続は継続中である。

Carlo Tassara

Edisonの主な少数株主であるCarlo Tassaraは、2012年7月12日、EDFの子会社であるTransalpina di Energia (TdE) が、2012年5月24日のEdisonの支配権の取得後に開始した強制的株式公開買付けの価格の引上げを求め、ラツィオ（ローマ）地域行政裁判所に本案について訴訟を提起した。原告は、これらの訴えをイタリア金融市場当局であるCONSOB、EDFならびにそのイタリアにおける子会社（MNTC、WGRM4およびTdE）、Edison、DelmiならびにA2Aを相手方として提起している。

同時に、原告は2012年5月に、行政裁判所に申し立てられた本案に関する訴訟と実質的に同一の根拠に基づき、強制的株式公開買付けの価格の引上げをCONSOBに要請をした。CONSOBは、かかる要請を2012年7月25日に棄却した。原告はかかる決定に対して上訴しなかった。

また2015年3月、原告は、行政手続の際に使用したものと類似する事実ベースの根拠に基づいて、EDF、A2AおよびEdisonからの損害賠償を求めてミランの裁判所に民事裁判を起こした。2015年3月27日に、EDFに対し訴訟手続が開始された。

当該訴訟において原告は、EdisonおよびEdipowerの買収につながったEDFおよびA2A間の交渉は、Edisonの健全な経営の原理に従って行われず、少数株主の利益を害したと主張した。原告は、Edisonの支配権の取得後に開始された強制的株式公開買付けにおいて株式を売却するよう強制され、これに応じれば原告がEdisonにおいて保有する約10%の株式資本の流動性がすべて失われてしまっていたと主張している。実際の公開買付価格は普通株式1株当たり0.89ユーロであった。原告は、2011年12月31日現在の貸借対照表に計上されたEdisonの有価証券の約294百万ユーロの価値の下落から生じた損失に関して、損害賠償を請求している。しかしながら、原告は損害賠償の正確な請求額を提示しておらず、その正確な損害額の評価を専門に行う法定専門家を任命するよう裁判所に申し立てている。

2016年1月26日、ミランの民事裁判所において審判手続が行われた。裁判所は、3月29日および4月18日までに回答が提出されることを決定した。2016年5月5日に下され、2016年11月2日に登録され当事者に通知された決定において、同裁判所は、原告に対して提出された手続による訴えおよび削除申請を棄却し、初回の指示審理日（2016年12月20日）を設定した。この審理において、当事者の本件に関する陳述書の提出スケジュールが決定された。訴答を明確にするための審理は、2019年3月19日に行われる予定であった。これは、調査段階の最終審理である。ただし、審議前に訴答書面が何回か交わされることがある。本書提出日現在、審理の実施については、確認できていない。

アスベストまたはその他の有害化学物質への暴露に関して従業員が講じた措置

この数年間に、Edisonは、MontEdisonが所有していた工場における複数の形態のアスベストへの接触によると主張される従業員の死亡もしくは疾病に起因する損害賠償請求件数、または企業買収の結果、Edisonが引き継いだその他の訴訟件数の大幅な増加に直面してきた。

さらに、Edisonは、Edisonグループに所属する会社の元従業員またはその法定相続人によって提起された（Enimont（ENIの子会社である現Enichem）へ譲渡された後に）MontEdisonの設備において排出された有害化学物質への接触に起因する複数の刑事訴訟手続にも関与している。

環境訴訟

Edisonは、Enimontへ売却される前のMontEdisonの化学工場（ポルト・マルゲラ、クロトーン、マントヴァおよびチェザーノ・マデルノの石油化学工場施設）の操業により生じた損害に関して、現在係争中の複数の刑事訴訟手続に関与している。これらの刑事訴訟手続には、環境被害の疑いに関係する身体傷害に関して第三者が提起した訴訟も含まれている。

2018年度上半期において、ペスカーラ（アブルッツォ地方）の検察官は、1960年代後半までMontecatiniの工場があったピアーノ・ドルタ（アブルッツォ地方のペスカーラ県）の工業用地において復旧作業が実施されていないとの仮定の下で、Edisonの取締役役に対する予備調査を開始した。

③ 2018事業年度終了後に開始された訴訟

なし

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2018年12月31日現在の連結財務諸表は、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、2018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おいて規定された表示、認識および測定規則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等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、および国内子会社が指定国際会計基準または修正国際基準に準拠した連結財務諸表を作成して有価証券報告書により開示している場合には、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、在外関連会社の財務諸表がIFRSまたは米国会計基準に準拠して作成されている場合、および国内関連会社が指定国際会計基準または修正国際基準に準拠した連結財務諸表を作成して有価証券報告書により開示している場合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等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）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。

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（(13)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、のれんを20年以内に定額法その他合理的な方法で定期的に償却することが要求されている。のれんの未償却残高は、減損処理の対象となる。

(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) 売上高

IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」に基づき、売上高は、基本的に、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）、送配電網の使用に関連した引渡しサービス、ならびに接続サービスによる収益から成る。これらはまた、その他のサービスおよび財の引渡しによる収益、主にエンジニアリング、運営および保守サービス、エネルギー販売に関連したサービス、発電所またはその主要部品向けの設計、引渡しおよび試運転サービスによる収益を含む。エネルギー販売に係る収益は、顧客への引渡しが行われた時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

IFRS第15号の本人か代理人かの区別に係る規定に準拠して、エネルギー引渡しサービスは、以下のいずれかに該当する場合に、売上高に認識される。

- ・ これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合、または
- ・ エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡し料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。

一部のグループ企業がそのリスク管理方針の下で実施するエネルギー・トレーディング業務および最適化取引は、購入額差引後の純額で認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の3つの場合に、時の経過に従って認識される。

- ・ 当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合（特に運営および保守サービスの場合）。
- ・ 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いに権利を有する場合（特に発電所または一顧客のために特別に設計された主要部品向けの一定の設計、引渡しおよび試運転業務の場合）。
- ・ 当該サービスが資産（財またはサービス）を生み出すかまたは向上させ、顧客が当該サービスの実施が進むに従い、その支配を獲得する場合。

日本の会計原則では、2018年3月30日に企業会計基準第29号「収益認識に関する会計基準」およびその適用指針（合わせて「同基準等」）が公表され、2021年4月1日以後開始する年度の期首から適用されるが、2018年4月1日以後開始する年度の期首から早期適用することができる。同基準等は、IFRS第15号の基本的な原則を取り入れることを出発点とし、これまで日本で行われてきた実務等に配慮すべき項目がある場合には、比較可能性を損なわせない範囲で代替的な取扱いを追加することを基本的な方針として開発が行われている。同基準等に基づく、約束した財またはサービスを顧客に移転することにより履行義務を充足した時に、または充足するにつれて、充足した履行義務に配分された額で収益を認識するものとなし、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーについてはIFRS第15号による会計処理と同様の会計処理が行われることとなる。

同基準等の適用前においては、売上高は実現主義の原則に従い、一般に商品等の販売または役務の給付によって実現したものについて計上されるが、電力料売上高は検針日基準（実現主義の一形態であり、電気・ガス・水道会社において適用される。）で収益計上され、期末日現在で供給済であるが未計測かつ未請求の電力料に係る売上高は計上されない。

(5) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した期に費用として計上される。IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

日本の「研究開発費等に係る会計基準」では、研究開発費はすべて発生時に費用として処理することを求めている。ただし、企業結合により被取得企業から受け入れた研究開発に係る資産は、その他の限られた項目と合わせて、その適用範囲から除かれている。

(6) リース取引

(a) IFRIC第4号「契約にリースが含まれているか否かの判定」

本解釈指針は、法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産グループの使用権を購入者に与える契約の識別に関連する。こうした契約においては、契約上の購入者は資産からの産出物による大部分の便益を享受し、支払は産出物や市場価格に左右されない。

こうした契約は、IAS第17号に基づき、オペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとして分類されなければならない。

日本においては、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) ファイナンス・リース

IFRSでは、IAS第17号「リース」に基づき、資産の所有権に係るすべてのリスクおよび経済価値が借手に実質的に移転するリースは、借手の財務諸表にファイナンス・リースとして資産計上され、対応するリース債務が負債計上される。

日本では、企業会計基準第13号「リース取引に関する会計基準」に従い、ファイナンス・リース取引とは、解約不能かつフルペイアウトの要件を満たすものをいい、ファイナンス・リース取引に該当するかどうかについてはその経済的実質に基づいて判断すべきものであるとしている。ただし、解約不能リース期間がリース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上、または解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値がリース物件を借手が現金で購入するものと仮定した場合

の合理的見積金額の概ね90%以上のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リースと判定され、借手の財務諸表に資産計上し、対応するリース債務を負債に計上する。なお、少額（リース契約1件当たりのリース料総額が300万円以下の所有権移転外ファイナンス・リース）または短期（1年以内）のファイナンス・リースについては、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行うことができる。

(7) のれんおよび長期資産の減損

IFRSでは、資産に著しい減損が生じたかもしれない兆候がある場合で、かつ、資産の回収可能価額（資産または資金生成単位の公正価値から処分費用を控除した金額とその使用価値のいずれか高い金額と定義されている）が帳簿価額より低い場合に、資産の減損損失が認識される。

IFRSに基づく資産の使用価値は、日本の会計原則における割引後将来キャッシュ・フローと類似している。また、資産の公正価値の最善の証拠は、i)拘束力のある販売契約における価格、ii)市場価格、iii)貸借対照表日現在、取引の知識がある自発的な当事者の間で独立第三者間取引条件による資産の売却から得られる金額について、事業体が入手することのできる最善の情報とされている。一度認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損の理由が存在しなくなったか減少した場合には、戻し入れられる。

日本の会計原則では、資産または資産グループの減損の兆候が認められ、かつ帳簿価額が当該資産または資産グループの継続的使用およびその最終的な処分から生じると見込まれる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超過する場合に、回収可能価額（正味売却価額と使用価値のいずれか高い方）と帳簿価額の差額につき減損損失が認識される。また、一度認識された減損損失をその後の期間において戻し入れることは認められない。

(8) サービス委譲契約

IFRSでは、IFRIC第12号「サービス委譲契約」の対象となる委譲契約については、適用される報酬の方法に応じて、委譲契約の運営者はインフラを無形資産または金融資産として計上する。

IFRIC第12号の適用範囲外にある契約については、契約内容に応じて、IAS第16号、IAS第17号およびIAS第18号を適用することを求めている。

委譲の大部分について、当グループは、実質的に、委譲者はIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配という性質を持たないと考えている。そのため、IFRIC第12号は、当グループの委譲契約の特性により、連結貸借対照表および損益計算書に限定的な影響しか与えていない。

日本では、企業会計基準委員会が2017年5月2日に実務対応報告第35号「公共施設等運営事業における運営権者の会計処理等に関する実務上の取扱い」公表した。同実務対応報告において、公共施設等運営権の対価について合理的に見積もられた支出額の総額を無形固定資産として計上し、原則として、運営権設定期間を耐用年数として定額法、定率法等の減価償却を行うこと等の、公共施設等運営事業における運営権者の会計処理が明らかにされている。同実務対応報告は、2017年5月31日以後終了する事業年度および四半期会計期間から適用される。

(9) 補助金

IFRSでは、補助金については、補助金を用いて取得した資産の直接減額を行うか、または受け取った補助金を負債に含め、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振り替える。

日本の会計原則においては、補助金については、受け取った補助金を一時に損益計算書上の利益に計上するとともに、補助金を用いて取得した資産に係る圧縮損の計上、または剰余金の処分として純資産の部の一項目の積立金により圧縮記帳を行う。

(10) 金融商品

(a) 分類および測定

IFRS第9号「金融商品」では、金融資産及び金融負債を以下のように分類し、測定することが要求されている。

金融資産については、金融資産の管理に関する企業の事業モデル及び金融資産の契約上のキャッシュ・フロー上の特性の両方に基づき、以下のように事後測定するものに分類しなければならない。

- ・ 償却原価で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローを回収することを保有目的とする事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- ・ その他の包括利益を通じて公正価値で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローの回収と売却の両方によって目的が達成される事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- ・ 純損益を通じて公正価値で事後測定するもの： 上記以外の場合。

ただし、企業は、当初認識時に、売買目的保有又は企業結合における取得者によって認識される条件付対価ではない資本性金融商品の公正価値の事後変動をその他の包括利益に表示するという取消不能の選択を行うことができる。

金融負債（公正価値オプション及び負債であるデリバティブ等を除く）については、償却原価で事後測定するものに分類しなければならない。

またIFRS第9号では、会計上のミスマッチを除去又は大幅に低減するなどの一定の要件を満たす場合、当初認識時に金融資産及び金融負債を純損益を通じて公正価値で測定するものとして取消不能の指定をすることができる（公正価値オプション）。

日本では、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」に従い、金融資産及び金融負債は以下のように測定される。

- ・ 売買目的有価証券は、時価で測定し、時価の変動は純損益に認識される。
- ・ 個別財務諸表においては、子会社株式及び関連会社株式は、取得原価で計上される。
- ・ 満期保有目的の債券は、取得原価又は償却原価で測定される。
- ・ 売買目的有価証券、満期保有目的の債券、子会社株式及び関連会社株式以外の有価証券（「その他有価証券」）は、時価で測定し、時価の変動額は
 - a) 純資産に計上され、売却、減損あるいは回収時に損益計算書に計上されるか、又は
 - b) 個々の証券について、時価が原価を上回る場合には純資産に計上し、下回る場合には損益計算書に計上する。
- ・ 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については、それぞれ次の方法による。
 - a) 社債その他の債券の貸借対照表価額は、債権の貸借対照表価額に準ずる（即ち、取得原価又は償却原価で測定される）。
 - b) 社債その他の債券以外の有価証券は、取得原価をもって貸借対照表価額とする。
- ・ 貸付金及び債権は、取得原価又は償却原価で測定される。
- ・ 金融負債は債務額で測定される。但し、社債については、社債金額よりも低い価格又は高い価格で発行した場合など、収入に基づく金額と債務額とが異なる場合には、償却原価法に基づいて算定された価額で評価しなければならない。

IFRSで認められている公正価値オプションに関する規定はない。

(b) 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。

(c) ヘッジ

IFRS第9号「金融商品」が定義する適格要件を採用し、当グループは、ヘッジ会計の対象となる取引を以下のとおり識別している。

- ・ ヘッジ関係は、適格なヘッジ手段およびヘッジ対象のみで構成されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、公式に指定され、その開始時から文書化されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、特にヘッジ比率に関し、ヘッジ有効性の要件を満たさなければならない。

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可能性がかなり高くなければならない。ヘッジ関係は、上記の適格要件を満たさなくなった場合に終了する。これには、ヘッジ手段が消滅、売却、終了もしくは行使となった場合、または当初文書化されたリスク管理目的に該当しなくなった場合が含まれる。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。

・ 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。

・ キャッシュ・フロー・ヘッジ

これらの金融商品は、発生可能性がかなり高い予定取引をヘッジする。ヘッジ対象取引により生ずるキャッシュ・フローの変動は、ヘッジ手段の価額の変動により相殺される。

ヘッジの公正価値変動累計額の中の有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクルされるかまたは、資産取得価額の修正として処理される。

・ 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。

日本の会計原則では、ヘッジ会計の方法は、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（相場変動等による損失の可能性のある資産または負債で、予定取引により発生が見込まれる資産または負債も含まれる）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、現時点ではその他有価証券のみを適用対象として、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益に反映させることにより、その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）の適用も認められている。在外営業活動体 に対する純投資に対するヘッジに関しては、IFRSと概ね同様の会計処理を適用することが認められている。

また、ヘッジ全体が有効と判定され、ヘッジ会計の要件が満たされている場合には、ヘッジ手段に生じた損益のうち結果的に非有効となった部分についても、ヘッジ会計の対象として繰延処理を行うことができる（なお、合理的に区分できる非有効部分については当期の純損益に計上することができる）。

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。

(d) その他の包括利益を通じて公正価値または償却原価で測定する金融資産の減損

IFRS第9号「金融商品」は予想信用損失（ECL）に基づく減損モデルを規定している。債券ポートフォリオの有価証券については、当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付に基づくアプローチを適用している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、「投資適格」である信用リスクの低い相手先の発行商品から構成されている。この状況において、ECLは決算日後12か月の期間にわたり見積られている。信用リスクの著しい増大を示す閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付けから外れた時である。その場合は、債務不履行リスクの著しい増大の結果、当該商品の残存期間にわたりECLが再評価される可能性がある。

貸付金および債権については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択している。

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とは、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。

(e) 金融資産および負債の認識中止

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。

日本の会計原則では、譲渡金融資産の財務構成要素ごとに、支配が第三者に移転しているかどうかの判断に基づいて、当該金融資産の認識の中止がなされる。

(f) 負債と資本の区分（金融商品の発行者における分類）

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、金融商品の発行者は、当初認識時に、契約の実質、並びに金融負債、金融資産および資本性金融商品の定義に従って、金融負債、金融資産または資本性金融商品に分類する。

日本では、会社法上の株式として発行された金融商品は、純資産の部に計上される。

(11) その他の包括利益の項目の表示

IFRSでは、包括利益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

- ・ リサイクルを伴う自己資本計上損益の構成項目。
- ・ リサイクルを伴わない自己資本計上損益の構成項目（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）。
- ・ これらの自己資本計上損益の種類毎の関連会社持分。

日本の会計原則では、その他の包括利益の項目について上記の区別を行うことは求められていない。

(12) 借入コスト

IFRSでは、改訂後IAS第23号「借入コスト」により、適格資産の取得、建設または製造に直接的に起因する借入コストの即時費用処理を認める選択肢が廃止され、これらの費用を当該資産の原価の一部として資産計上することが求められている。適格資産とは、使用または販売に供されるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されてはいない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(13) 新株発行費

IFRSでは、新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含み、当該費用は、税引後の金額で、発行プレミアム（資本剰余金）から控除される。その他の費用はすべて、当期の費用となる。

日本の会計原則においては、株式交付費（新株の発行または自己株式の処分に係る費用）は、原則として、支出時に費用として処理する。ただし、企業規模の拡大のための資金調達などの財務活動に係る株式交付費については、繰延資産に計上することができ、この場合には、3年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(14) 引当金

IFRSでは、以下の3つの条件を満たす場合に引当金を計上する。

- ・ 決算日前までに過去の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または解釈上の）がある場合。
- ・ その債務を支払うために、経済的便益を具現化した資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
- ・ 債務額につき、信頼に足る見積りが可能な場合。

日本の会計原則では、将来の特定の費用または損失について、その発生が当期以前の事象に起因し、発生の可能性が高く、その金額を合理的に見積もることができる場合に、当期の負担に属する金額を当期の費用または損失として引当金に繰り入れる。また、引当金の現在価値への割引に関する包括的な定めは存在しない。

(15) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IFRSでは、2011年6月に改訂されたIAS第19号「従業員給付」に基づき、確定給付費用の内訳を次のように認識することが求められている。

- ・ 勤務費用を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額に係る利息純額を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額の再測定をその他の包括利益に認識する。

その他の包括利益に認識した、確定給付負債（資産）の純額の再測定は、その後の期間において純損益に振り替えてはならない。

改訂基準は2013年1月1日から強制適用となったもので、EDFグループの従業員給付引当金の評価および認識に関し、以下の変更を導入している。

- ・ 権利未確定の過去勤務費用の即時認識。

- ・ 従業員給付制度の管理および金融費用の当期勤務費用への算入ならびに当該費用のために過年度に設定された引当金からの相当額の戻入。
- ・ 制度資産からの収益控除後の債務にかかる利息費用に相当する「純利息費用」の金融損益への算入。制度資産は、現在、債務の測定に適用される割引率と同じ率を使用して評価されている。債務の割引率と制度資産の実際運用収益率との間の差額は自己資本に直入される。

当グループは、数理計算上の差異を「SoRIE」方式によって全額認識している。

日本の会計原則では、確定給付型年金制度について、過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を毎期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたっては合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。また、制度資産については、日本では、期首の年金資産の額に合理的に予想される収益率（長期期待運用収益率）を乗じて算定する。

(b) 有給休暇に対する引当て

IFRSでは有給休暇に対する引当てを認識しなければならないが、日本の会計基準ではこうした引当ては要求されていない。

(16) 売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業

IFRSでは、売却目的で保有する資産および負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。非継続事業からの利益は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

日本においては、売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業に関する上記のような会計基準はない。ただし、売却または廃棄予定の固定資産は「固定資産の減損に係る会計基準」等に従って会計処理される。

(17) 賦課金

IFRSでは、IFRIC解釈指針第21号において賦課金（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が明確にされている。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。

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の会計処理について取り扱っている。一定の税金は、通年にわたり配分されることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本においては、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象について明確に規定した会計基準はない。

(18) 財務活動から生じた負債の変動

IFRSでは、IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」の改訂「開示に関する取組み」において、キャッシュ・フロー計算書の「財務活動によるキャッシュ・フロー」区分に記載された貸借対照表上の負債および金融資産の変動の調整表に利用可能な情報を、資金変動と非資金変動に区分して開示することを会社に求めている。

日本の会計原則においては、このような財務活動から生じた負債の変動の開示について定める会計基準はない。

b. 日本とフランスとの会計原則の相違（法定財務諸表の作成上適用されたフランスの会計原則に係る）

添付の個別財務諸表は、フランスの会計基準当局である会計基準委員会（ANC）が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示され、2015年11月23日付規則2015-06により改訂された、フランスのプランコンタブルジェネラルに定義された会計原則および方法に従って作成されている。これらは日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。直近期の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

(1) 貸借対照表の固定性配列法表示

フランスの会計原則では、貸借対照表科目の配列は固定性配列法を採用している。日本においても、電力会社では固定性配列法が採用されているが、一般的には流動性配列法が採用されている。

(2) キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物

フランスの会計原則では、キャッシュ・フロー計算書上、自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、「現金および現金同等物」からの控除として表示され、非自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、運転資本の変動の要素に含まれる。会社が非自立型と判断されるのは、それが持株会社であるか、その売上高の大半がEDFグループ企業との間で生み出されているか、または雇用者の立場を持たない場合である。

日本の会計原則では、個別ベースのキャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物や運転資本の変動の要素に子会社のキャッシュ・ポジションは含まれない。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 市場性のある有価証券

フランスの会計原則では、市場性のある有価証券は、取得価額で当初認識され、年度末に使用価値で再表示される。上場有価証券の使用価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。未実現損失がある場合は、未実現利益と相殺することなく、当該損失の全額について引当金が計上される。

日本の会計原則では、有価証券（子会社株式・関連会社株式を除く）は経営者の保有目的およびその能力により以下のように分類および会計処理される。

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益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。

(6) 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。

(7) 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。

(8) リスクおよび費用引当金

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(14)と同様である。

(9) 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。

(10) 外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益の認識

フランスの会計原則では、外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益は、貸借対照表の再評価剰余金に計上されている（未実現損失は金融損益に含まれている）。

日本の会計原則では、外国通貨や外貨建金銭債権債務に係る決算時の換算によって生じた換算差額は、原則として、当期の為替差損益として処理する。なお、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」におけるヘッジ会計の要件を充たしている場合には、ヘッジ手段に係る未実現利益と未実現損失のいずれもヘッジ対象に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べられる。

(11) 営業債権債務に係る為替差損益

フランスの会計原則では、営業債権債務に係る為替差損益は、営業収益および費用に計上される。

日本の会計原則では、営業債権債務を含む外貨建金銭債権債務等に係る為替差損益は、営業外損益の一項目として表示される。経常取引以外の取引により発生した重要な金額である為替差損益は、特別損益の一項目として表示される。

(12) 法人所得税の会計処理

フランスの会計原則では、個別財務諸表上では繰延税金を認識しない。

日本の会計原則では、税金費用は税引前利益に基づいて計上され、個別財務諸表と連結財務諸表の両方において繰延税金の計上が行われる。

第7【外国為替相場の推移】

表示に用いられた通貨ユーロと日本円との間の為替相場が、2つ以上の日刊新聞紙に最近5年間において掲載されているため、記載を省略する。

第8【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、当社の株式（以下「本株式」という。）に関する株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。

1【本邦における株式事務等の概要】

（1） 株式の名義書換取扱場所および名義書換代理人

日本においては、本株式の名義書換取扱場所または名義書換代理人は存在しない。

本株式の取得者（以下「実質株主」という。）に関しては、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）から交付される外国証券取引口座約款（以下「約款」という。）に基づき、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買取引の実行、売買代金の決済、証券の保管およびその他本株式の取引に関する事項はすべてこの取引口座を通じて処理される。

（2） 株主に対する特典

なし

（3） 株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

（4） その他株式事務に関する事項

① 株式の登録

取引口座を通じて保有される本株式は、窓口証券会社を代理するフランスにおける保管機関（以下「現地保管機関」という。）またはその名義人の名義で当社の登録株主名簿に登録される。

② 事業年度の終了

毎年12月31日

③ 配当等基準日

当社から配当等を受取る権利を有する実質株主を決定するための日本における基準日は、原則として当社の取締役会が配当支払等のために定めたフランスにおける基準日と同一の暦日とする。

④ 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、窓口証券会社の定めるところにより、約款に規定された手続および行為のための手数料および費用として、取引口座を維持するための手数料を支払う。さらに、実質株主は、約款に規定されたその他の費用を支払う可能性もある。

⑤ 公告

日本においては本株式に関する公告は行わない。

2【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、現地保管機関またはその名義人が行う。ただし、実質株主が指示をしない場合、現地保管機関またはその名義人は実質株主のために保管されている本株式について議決権を行使しない。

(2) 配当請求に関する手続

① 現金配当の交付手続

約款に従い、現金配当は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付する。

② 株式配当等の交付手続

株式分割により割り当てられた本株式は、現地保管機関またはその名義人の名義で登録され、窓口証券会社はかかる本株式を取引口座を通じて処理する。ただし、実質株主から別段の要請がない限り、本株式の上場証券取引所の売買単位未満の本株式は、すべて売却処分され、その売却代金を取引口座を通じて実質株主に支払われる。

株式配当により割り当てられた本株式は、実質株主から別段の要請がない限り、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

③ 新株引受権

本株式について新株引受権が与えられる場合には、新株引受権は、通常、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

(3) 株式の譲渡に関する手続

実質株主がその持ち株の売却注文をなす際の実質株主と窓口証券会社との間の決済は円貨または窓口証券会社が応じうる範囲内の外貨による。窓口証券会社は、国内店頭取引についての本株式の決済を口座の振替によって行う。本株式が海外の投資家に売却されるときは、現地保管機関の本株式の保有残高が減少することがあり、当社の登録株主名簿を通して本株式の移転手続がとられる。

(4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。

① 配当

- (i) 実質株主に対して支払われる配当金は、個人については課税配当所得となり、法人については益金となる。
- (ii) 個人の配当控除および法人の益金不算入の適用は認められない。かかる優遇措置は、内国法人の配当にのみ認められる。
- (iii) 日本の居住者たる個人または内国法人が支払を受ける本株式の配当金については、かかる配当が窓口証券会社等、日本において資格を有する支払の取扱者を通じてなされる場合、フランスにおける当該配当の支払の際にフランス政府またはそれらの自治区により徴収された源泉徴収税（もしあれば）の控除後の金額に対して、個人の場合は、2014年1月1日以降は20%（所得税15%、地方住民税5%）の税率で、内国法人の場合は、2014年1月1日以降は15%（所得税15%）の税率で源泉徴収される。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。
フランスにおいて徴収された税金は、上記のとおり個人が確定申告をしないことを選択した場合を除き、日本の税法の規定に従い、外国税額控除の対象となる。
- (iv) 2009年1月1日以降に当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年1月1日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20%（所得税15%、地方住民税5%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年分以後における上場株式等の株式売買損を控除することができ、2016年分以後における上場株式や一定の公社債の売買損等

を控除することができる。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。

また、フランスにおいて源泉徴収された税額が租税条約に基づく制限税率を超過する場合においては、フランスにおいてその超過支払分についての還付請求を行うことができる。詳細については、「第13（1）②配当の際の課税関係」を参照。

② 売買損益

(i) 本邦における株式の売買による損益は、内国会社の上場株式等の売買損益と同様の取扱いを受ける。

(ii) 2009年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)から控除することができ、2016年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)ならびに一定の公社債の利子所得の金額および売買益等からも控除することができる。

③ 相続税

本株式を相続または遺贈を受けた日本の実質株主には、日本の相続税法に基づき相続税が課せられるが、外国税額控除が認められる場合がある。

(5) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

第9【提出会社の参考情報】

1【提出会社の親会社等の情報】

該当事項なし。

2【その他の参考情報】

書類名	提出年月日
(イ) 有価証券報告書 有価証券報告書およびその添付書類 (自 平成29年1月1日 至 平成29年12月31日)	平成30年6月29日関東財務局長に提出
(ロ) 半期報告書 半期報告書およびその添付書類 (自 平成30年1月1日 至 平成30年6月30日)	平成30年9月28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 2018

A l'Assemblée Générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2018 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.2.1, 1.3.7, 1.3.16 et 2 de l'annexe aux comptes consolidés, qui exposent les effets de l'application des normes IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers », normes adoptées par l'Union Européenne et applicables pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l’audit relatifs aux risques d’anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l’audit des comptes consolidés de l’exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s’inscrivent dans le contexte de l’audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n’exprimons pas d’opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

<i>Notes 1.3.2.2, 1.3.16.2, 1.3.21.1, 29.1 et 45 de l’annexe aux comptes consolidés</i>

Point clé de l’audit	Réponses apportées

Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes 1.3.2.2, 1.3.21.1 et 29.1. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 29.1 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.16.2. et 45). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 232 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 millions d'euros en valeur actualisée (notes 29.1.3 et 29.1.5.2).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, et les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.3.16.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 29.1.5.2).

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels, et participations dans les entreprises associées et co-entreprises

Notes 1.3.2.4, 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Réponses apportées

Au 31 décembre 2018, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent 45% des capitaux propres du Groupe. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le Groupe EDF opère.

Les notes 1.3.2.4, 1.3.15 et 13 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et en Italie et des entreprises associées aux Etats-Unis était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, un environnement de marché dégradé et volatil avec des prix de marché de l'électricité bas et des surcapacités de production électriques persistantes, ajouté à une stagnation de la demande d'énergie sur les principaux marchés d'EDF, est susceptible de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels ou participations dans les entreprises associées et co-entreprises attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données du budget, du plan à moyen terme (PMT) et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Le cas échéant, nous avons apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 14 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons

également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

[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

2018年12月31日終了年度

株主各位：

意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」、「会社」、または「グループ」という。）の2018年12月31日をもって終了する年度に係る添付の連結財務諸表について監査を行った。

私たちの意見では、当該連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠して、グループの2018年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

意見表明の基礎

監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

独立性

私たちは、2018年1月1日から本報告書日付までの期間について、私たちに適用される独立性規則に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

注意喚起

私たちの意見を限定することなく、私たちは、連結財務諸表に対する注記1.2.1、1.3.7、1.3.16および2に注意を喚起する。当該注記は、欧州連合によって採択され2018年1月1日以後開始する事業年度から適用された新基準であるIFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」およびIFRS第9号「金融商品」の適用による影響を開示している。

評価の妥当性－監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関しフランス商法（Code de Commerce）第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての連結財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、連結財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

フランスの原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料－ならびに専用資産の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.2.2、1.3.16.2、1.3.21.1、29.1および45

監査上の主要な検討事項	対応
2018年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額39,806百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する21,295百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する18,511百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記1.3.2.2、1.3.21.1および29.1に記載されている。この評価は技術的・財務的仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を必要とし、注記29.1に記載した規制の枠内にある。 これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。 さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記1.3.16.2および45）。専用資産の実現可能価額は、2018年12月31日現在27,689百万ユーロ（正味帳簿価額26,232百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の公正価値、ならびにEDF Invest部門が管理する非上場資産の自己資本価値に基づいて決定された。 私たちは、原子力引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 ・ 当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率および長期割引率、ならびに現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、および予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。 ・ フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。 併せて、引当金の評価は、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実に関する不確実性を対象とし、反映していることを明記する。	私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の準拠性を評価した。 私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定に対する評価額の感応度を評価した。 私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、会社が採用した業界シナリオの整合性評価、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと当該シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。 私たちはまた、以下の合理性も評価した。 ・ 廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。 ・ 現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りにおいて採用されたシリーズ効果および相互効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,755百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,480百万ユーロである（注記29.1.3および29.1.5.2）。 経営者が採用したインフレ率および割引率に関して、私たちは、適用される会計基準および規制上の測定基準、特に2007年3月21日付改正省令に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを市場データおよび入手可能な過去の情報と照合した。 当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関し、私たちは、ポートフォリオの変動を試査により検証し、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書、入手可能な外部のデータおよび評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および実現可能価額の評価、特に注記1.3.16.2に記載された減損の基準の会計基準への準拠性について評価した。 最後に、私たちは、連結財務諸表に対する注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度に関して検証した（注記29.1.5.2）。

のれん、有効期間が確定できない無形資産、有形固定資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.2.4、1.3.15、13および23

監査上の主要な検討事項	対応
2018年12月31日現在、のれん、有効期間が確定できない無形資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資は、グループの自己資本の45%に相当する。これらは主に、EDFグループが営む非規制業務に関連する。 注記1.3.2.4、1.3.15および13は、資産に減損損失が生じている可能性を示す兆候の有無を判定するために採用および適用された方法について記載している。これらの注記はまた、減損テストの実施方法についても記載している。当該テストおよび回収可能価額の算定は、有効期間が確定できない無形資産またはのれんを保有する資金生成単位（CGU）のレベルで毎年実施される。回収可能価額は、これらのCGUの大半については、将来キャッシュ・フローの割引価値に基づいて算定される使用価値に相当する。 私たちは、フランス、英国およびイタリアの非規制業務資産ならびに米国の関連会社の評価を、回収可能価額算定のためのマクロ経済・業界・財務上の仮定に対する評価額の感応度ならびに当該評価に必要な経営者の見積りおよび判断を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 特に、電力市場価格の低迷が続く不利かつ不安定な市場、過剰発電容量の持続およびEDFが営業する主要市場におけるエネルギー需要の不振は、非規制業務に配分された一定ののれん、無形資産、有形固定資産または関連会社および共同支配企業に対する投資の回収可能価額を著しく減少させるものであり、重要な減損損失につながる可能性がある。	私たちの業務の一環として、私たちは、減損損失の兆候の有無をCGUレベルで分析した。私たちはまた、減損テストの一部として経営者が行う見積りおよび仮定形成のプロセスについて理解し、さらに評価モデルの妥当性についても評価した。 私たちは、テスト対象のCGUについて、割引予測将来キャッシュ・フローが当該CGUに含まれる資産から生成される資金と対応していること、またそれが(i)予算データ、中期計画(MTP) およびそれを超えるグループの長期の仮定、(ii)過去の実績、(iii)市場の見通し、ならびに(iv)当該資産の予想操業可能期間と整合していることを検証した。 私たちは、経営者への質問を行うことにより、中長期価格仮定の基礎となる種々の仮定（経済成長、原材料および二酸化炭素価格、電力需要、発電容量および相互接続ならびにエネルギー構成の推移）を、エネルギーの国際的組織ないし専門家が実施した外部調査報告書を裏付情報として評価した。 私たちは、割引率の仮定の決定方法および整合性を地域毎および事業毎の加重平均資本コスト(WACC)に基づいて評価し、特に、私たちの内部専門家の支援を得て、経営者の採用したリスクフリー・レートおよびリスク・プレミアムと、基礎となる市場の仮定との整合性を分析した。 必要に応じて、私たちは、グループが決定した売却および回収可能価額の算定に当たり考慮された項目の、極めて可能性の高い側面について評価した。 最後に、私たちは、連結財務諸表に対する注記1.3.15、13および23において、特に減損テストおよび感応度分析を実施するために採用された仮定に関し、適切な開示が行われているかを評価した。

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、取締役会の経営報告書に記載されたグループに関する情報についても検証した。

その適正な表示および連結財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

私たちは、フランス商法第L.225-102-1条の求める連結非財務報告書が経営報告書に記載されたグループに関する情報に含まれていること、また同法第L.823-10条の規定に従い、そこに含まれた、独立第三者によって報告されるべき情報の適正な表示および連結財務諸表との整合性について私たちは検証していない旨が特記されていることを証する。

その他の法律上および規制上の要求に関する報告

法定監査人の選任

私たちは、KPMGオーディットについて2005年6月6日の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについて2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社 (Électricité de France S.A.) の法定監査人として選任された。

2018年12月31日現在、KPMGオーディットの連続契約年数は合計で14年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で17年であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから14年を経ている。

連結財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠した連結財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない連結財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

連結財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業の前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該連結財務諸表は取締役会の承認を受けた。

連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任

目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該連結財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該連結財務諸表の利用者が当該連結財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法 (Code de Commerce) 第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、連結財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。

- ・ 連結財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業の前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において連結財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。
- ・ 連結財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。
- ・ 連結財務諸表に対する意見を表明するために、グループ内の企業または事業活動の財務情報に関して十分かつ適切な監査証拠を入手する。法定監査人は、連結財務諸表の監査の指揮、監督および実施ならびに当該連結財務諸表に対して表明した意見についての責任を有する。

監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンス、2019年2月14日

法 定 監 査 人

KPMG S.A.

デロイト・エ・アソシエ

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

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 2018

A l'Assemblée Générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2018 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s’inscrivent dans le contexte de l’audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n’exprimons pas d’opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l’annexe aux comptes annuels

Point clé de l’audit	Réponses apportées

Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans la note 28. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 28 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 688 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la valeur d'inventaire des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 millions d'euros en valeur actualisée (note 28).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, et les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur

variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes annuels, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28.5.2).

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 14 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la Société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier



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

2018年12月31日終了年度

フランス電力の株主各位：

意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」または「会社」という。）の2018年12月31日をもって終了する年度に係る添付の財務諸表について監査を行った。

私たちの意見では、当該財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の2018年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

意見表明の基礎

監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

独立性

私たちは、2018年1月1日から本報告書日付までの期間について、私たちに適用される独立性規則に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

評価の妥当性－監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関しフランス商法（Code de Commerce）第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

フランスの原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料－ならびに専用資産の評価

財務諸表に対する注記1.2.2、1.7.2、1.15.1、18、28および38

監査上の主要な検討事項	対応
2018年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額39,806百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する21,295百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する18,511百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記28に記載されている。この評価は技術的・財務的な仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を必要とし、注記28に記載した規制の枠内にある。 これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。 さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記38）。専用資産の実現可能価額は、2018年12月31日現在27,689百万ユーロ（正味帳簿価額26,688百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の評価額、ならびにEDF Investが管理する非上場資産の実現可能価額に基づいて決定された。 私たちは、原子力引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 - 当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率および長期割引率、ならびに現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。 - フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。 併せて、引当金の評価は、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実に関する不確実性を対象とし、反映していることを明記する。	私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の準拠性を評価した。 私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定に対する評価額の感応度を評価した。 私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、会社が採用した業界シナリオの整合性評価、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと当該シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。 私たちはまた、以下の合理性も評価した。 - 廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。 - 現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りにおいて採用されたシリーズ効果および相互効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,755百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,480百万ユーロである（注記28）。 経営者が採用したインフレ率および割引率に関して、私たちは、適用される会計基準および規制上の測定基準、特に2007年3月21日付改正省令に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを市場データおよび入手可能な過去の情報と照合した。 当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関して、私たちは、ポートフォリオの変動を試査により検証し、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書および入手可能な外部の評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および実現可能価額の評価、特に注記1.7.2に記載された減損の基準の会計基準への準拠性について評価した。 最後に、私たちは、財務諸表に対する注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度に関して検証した（注記28.5.2）。

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、フランスの法律および規則が定める特定の検証を実施した。

経営報告書ならびに財政状態および財務諸表に関するその他の株主宛書類に記載された情報

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その他の株主宛書類に記載された情報の適正な表示および財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

私たちは、フランス商法（Code de Commerce）第D.441-4条が定める支払条件に関する情報について、適正な表示および財務諸表との整合性を立証する。

コーポレート・ガバナンスに関する情報

私たちは、経営報告書のコーポレート・ガバナンスのセクションに、フランス商法（Code de Commerce）第L.225-37-3条および第L.225-37-4条が定める情報が記載されていることを立証する。

フランス商法（Code de Commerce）第L.225-37-3条が定めるところに従って示された取締役の受取報酬および給付ならびに取締役の利益となる形で付与されたその他のコミットメントに関する情報について、私たちは、財務諸表または財務諸表の作成に当たり使用された基礎となる情報、ならびに、該当する場合には会社を支配する会社および会社の支配下にある会社から会社が入手した情報との整合性を検証した。これらの手続きに基づき、私たちはこの情報の正確性および適正な表示を立証している。

フランス商法第L.225-37-5条に従って提供された公開買付の申出または交換があった場合に影響を与える可能性があるとして会社が判断した項目に関する情報について、私たちはこれらを、入手した原始文書と照合した。私たちの作業に基づき、この情報に関して、私たちが注意を喚起すべき事項はない。

その他の法律上および規制上の要求に関する報告

法定監査人の選任

私たちは、KPMG S.A.については2005年6月6日開催の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについては2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.）の法定監査人として選任された。

2018年12月31日現在、KPMG S.A.は連続契約年数合計14年目、デロイト・エ・アソシエは連続契約年数合計17年目であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから14年であった。

財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、フランスの会計原則に準拠した財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業の前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該財務諸表は取締役会の承認を受けた。

財務諸表の監査に対する法定監査人の責任

目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該財務諸表の利用者が当該財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法（Code de Commerce）第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。
- ・ 財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業の前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。
- ・ 財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。

監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を、提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンス、2019年2月14日

法 定 監 査 人

KPMG S.A.

デロイト・エ・アソシエ

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Laurent

Christophe Patrier