

【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】 2020年6月29日
【事業年度】 第2019年度（自 2019年1月1日 至 2019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、2020年5月29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=119.13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。

IAEA	ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。
ANDRA	放射性廃棄物管理庁。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。
ASN	原子力安全当局。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。
ベクレル（Bq）	放射能測定の国際的な法的単位。ベクレル（Bq）は、1壊変毎秒に相当する。かかる単位で表される放射能は非常に小さいため、MBq（メガベクレルまたは百万ベクレル）およびGBq（ギガベクレルまたは十億ベクレル）のようにその倍数が用いられる。

コジェネレーション	電力と熱の併合生産のための発電技術。コジェネレーションの長所は、従来の電力発電の過程では失われていた燃料によって生産される熱を捕捉することができる点である。また、このプロセスにより、同一の設備で、企業用顧客と地方自治体の両者に対しての暖房（温水または蒸気）および電力需要に対応することができる。このシステムは発電過程のエネルギー効率を上げ、平均で燃料消費を20%削減することが可能である。
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。
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。
CRE	フランスのエネルギー規制委員会。CREは電気およびガス市場が適切に機能するように保証するため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）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法」を参照。
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。
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
廃棄物	1 MWhの電力（2世帯の月間消費量に相当）を原子力で発電すると、全種類を総合して、約11グラムの廃棄物が発生する。 短寿命廃棄物は、全体の90%超を占めるが、放射性廃棄物をそのうちの0.1%しか含まない。放射能レベルにより、かかる廃棄物は2つの下位カテゴリー（低レベル廃棄物および極低レベル廃棄物）に分類される。 長寿命の中レベルおよび高レベル廃棄物は少量（全体量の10%未満）しか産出されないが、放射性廃棄物の大部分（99.9%）を含む。

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。

中断可能性

顧客が報酬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。

フランスの地方配電会社 (ELDまたは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。
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。
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な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。
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（IHCOGEMA）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。
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。
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。
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。
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。

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。
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。
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。
メガワット・メガワット時 （MW/MWh）	メガワット／時（MWh）は、設備発電エネルギーの単位で、設備出力（メガワット（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。
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。
プルトニウム (Pu)	原子番号94（陽子の数）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。「集団線量測定」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。
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。
送電網	発電所から配電網または直接接続している工業用地への高圧および超高压送電網。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。
バランス責任企業	RTEが、バランス責任企業によって結集される利用者のポートフォリオの実際の消費量および生産量と予想との間の不足分を調達する契約を結ぶ企業体。バランス責任企業は、過剰供給と過少供給の間の種々の差から生じる潜在的損失を補償する保険会社の役割を果たす。
再処理	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。
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。

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設置し、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。
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。
サーム（th）	1サーム（th）は1,163kWh、または4,186百万ジュールに相当する。
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。

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。
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。
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。
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およびその他のウラン同位体をわずかに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一般に原子炉で用いられる。
ガラス固化	高温でガラス板と混合することによって、高レベル放射性廃棄物の濃縮液をガラス構造内で固定化するプロセス。
非相互接続地域	フランス都市部と（電線により）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）。

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。

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おり、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年間である。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人以上の株主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（改正済）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。

2019年12月31日現在、フランス政府により2,593,960,583株（資本金の83.58%およびEDFの議決権の88.89%）、機関投資家および個人投資家により463,147,431株（資本金の14.92%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により41,630,134株（資本金の1.34%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式（*auto contrôle*）として4,882,938株（自己資本の0.16%を占め、議決権はない。）を保有している。

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、2017年6月14日付規制（EU）第2017/1129号（2019年3月14日付の委任規則（EU）第2019/2020号および委任規則（EU）第2019/2022号により補完済）に準拠して、年次報告書の形式で届出書類（*Document d'Enregistrement Universel*）を提出する。2019年7月29日に第D.19-0727号（2018事業年度）として同書類の初回の提出を行い、直近では2020年3月13日に第20-0128号（2019事業年度）として同書類を提出した。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ることができない。

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

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相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。条件に従い、年次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。

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。

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。

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。

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。

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。定款第14条第1項に従い、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。

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交代制度の実施または維持に関しては、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。

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。

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2019年のDocument d'Enregistrement Universel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。

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。

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。

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。

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、郵送または委任状により投票することができる。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。

株主総会前に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。

フランス政府（フランス政府によるEDFの株式資本への投資には、2018年1月以降における、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てが含まれる。）は、2019年12月31日現在、EDF株式2,593,960,583株および議決権4,648,972,308個（資本金の83.58%およびEDFの議決権の88.89%）を保有していることを明らかにした。

(iii) 議決権の制限

フランス商法第L.225-126条の規定に従い、1件以上の一時的売却、または譲渡人に対する株式の再売却もしくは返還の権利を付与するかもしくはこれを義務付ける取引に関連して、上場会社の議決権の0.5%超を表章する数の株式を単独でまたは他者と共同で保有する者は、株主総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに、当社およびAMFに対して通知しなければならない。

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。

⑪ 株式の保有報告基準

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

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。

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。

上記の規定の遵守を怠った場合には、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。

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保有者の氏名または商号、国籍、生年月日または設立年月日、住所および各々が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に対する制限を随時照会する権限を有する。

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。

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、2020年5月7日付の株主総会の決議において修正された定款を参照している。

本項は、当社定款の主要な規定について記載している。

① 目的（定款第2条）

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

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

当社の目的は、地球の保全、福祉および発展を両立させるために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってカーボン・ニュートラルのエネルギーの未来を築くことである。

② 株式資本（定款第6条）

株式資本は1,551,810,543.00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3,103,621,086.00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に、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権および資本となる証券の総数を当社に申告するものとする。

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

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

かかる申告は、新たに0.5%に達した場合、これを超えたか下回ったかにかかわらず、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、最初に行爲した共同保有者の請求による裁判所の命令によって代理人が任命される。

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

⑨ 取締役会（定款第13条）

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

これに関連して、取締役会には、株主総会で任命された取締役が含まれ、適用ある場合には、上記の政令第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、フランス商法第L.225-45条に基づき、必要な場合、取締役に報酬として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、各取締役に対し、その任務遂行のために必要な書類および情報を提供する。

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

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

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

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

(iv) 取締役会は、規則で定める条件に基づき、取締役の書面による協議により決定を行うことができる。

⑫ 取締役会の権限（定款第16条）

取締役会は、事業活動に伴う社会問題および環境問題を考慮し、当社の利益に合致した事業戦略を決定しその実施状況を監督する。また、取締役会は、民法第1835条に定義される会社の目的（*raison d'être*）も考慮する。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5 3（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。適用される法律に基づき、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、適用される法律に基づき表明された票数の3分の2以上にて決議される。

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を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。）。

かかる追加分の株式数は、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。

⑨ 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おいては、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、または単独で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、単独で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28%（2021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、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、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28%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28%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28%（2021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する支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税または（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、2019年12月20日付BOI-RPPM-RCM-30-10-20-40-20191220および2019年12月20日付BOI-IR-DOMIC-10-20-20-60-20191220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2019年12月20日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20191220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2019年12月20日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20191220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れない支払われることのみを理由に、フランス一般租税法第119条の2に定める源泉徴収税の対象とならない。

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	2019年 ⁽⁵⁾	2018年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2018年 ⁽³⁾ (再表示前)	2017年 ⁽²⁾ (再表示後)	2017年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2016年	2015年
売上高	71,317 (8,496)	68,546 (8,166)	68,976 (8,217)	64,892 (7,731)	69,632 (8,295)	71,203 (8,482)	75,006 (8,935)
減価償却費お よび償却費控 除前営業利益 (EBITDA)	16,708 (1,990)	14,898 (1,775)	15,265 (1,819)	13,742 (1,637)	13,742 (1,637)	16,414 (1,955)	17,601 (2,097)
営業利益 (EBIT)	6,760 (805)	5,454 (650)	5,282 (629)	5,637 (672)	5,637 (672)	7,514 (895)	4,280 (510)
連結会社の 税引前利益	6,399 (762)	656 (78)	473 (56)	3,401 (405)	3,401 (405)	4,181 (498)	1,692 (202)
EDFの純利益	5,155 (614)	1,177 (140)	1,177 (140)	3,173 (378)	3,173 (378)	2,851 (340)	1,187 (141)

- (1) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。
- (2) 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。
- (3) 2019年に発行された2018事業年度のデータ。
- (4) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。
- (5) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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	2019年 ⁽³⁾	2018年	2017年 ⁽²⁾ (再表示後)	2017年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2016年	2015年
非流動資産	229,465 (27,336)	210,384 (25,063)	204,324 (24,341)	204,324 (24,341)	195,309 (23,267)	200,745 (23,915)
流動資産	70,157 (8,358)	72,785 (8,671)	67,518 (8,043)	76,428 (9,105)	81,111 (9,663)	78,196 (9,315)
売却目的保有に分類され た資産	3,662 (436)	—	—	—	5,220 (622)	—
資産合計	303,284 (36,130)	283,169 (33,734)	271,842 (32,385)	280,752 (33,446)	281,640 (33,552)	278,941 (33,230)
自己資本 (EDF持分)	46,466 (5,535)	44,469 (5,298)	41,357 (4,927)	41,357 (4,927)	34,438 (4,103)	34,749 (4,140)
自己資本 (非支配持分)	9,324 (1,111)	8,177 (974)	7,341 (875)	7,341 (875)	6,924 (825)	5,491 (654)
非流動負債	192,450 (22,927)	177,708 (21,170)	176,287 (21,001)	176,287 (21,001)	176,788 (21,061)	178,462 (21,260)
流動負債	54,001 (6,433)	52,815 (6,292)	46,857 (5,582)	55,767 (6,644)	61,381 (7,312)	60,239 (7,176)
売却目的保有に分類され た資産に関連する負債	1,043 (124)	—	—	—	2,109 (251)	—
自己資本および負債合計	303,284 (36,130)	283,169 (33,734)	271,842 (32,385)	280,752 (33,446)	281,640 (33,552)	278,941 (33,230)

(1) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。

(2) 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。）。

(3) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1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	2019年 ⁽³⁾	2018年 ⁽²⁾ (再表示後)	2018年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2017年	2016年	2015年
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	14,022 (1,670)	13,364 (1,592)	13,364 (1,592)	11,663 (1,389)	11,125 (1,325)	12,730 (1,517)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△15,650 (△1,864)	△17,165 (△2,045)	△17,165 (△2,045)	△11,713 (△1,395)	△16,557 (△1,972)	△18,839 (△2,244)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	2,223 (265)	3,530 (421)	3,530 (421)	712 (85)	4,138 (493)	5,574 (664)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	595 (71)	△271 (△32)	△271 (△32)	662 (79)	△1,294 (△154)	△535 (△64)

(1) 2019年に発行された2018事業年度のデータ。

(2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された（2019年度の連結財務書類の注記2.3を参照。）。

(3) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日から（修正遡及法を使用する）IFRS第16号を適用している。新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（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

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	2019年	2018年	2017年	2016年	2015年
借入金およびその他の金融負債	67,380 (8,027)	59,188 (7,051)	56,846 (6,772)	65,195 (7,767)	64,183 (7,646)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,387 (△403)	△1,972 (△235)	△1,176 (△140)	△3,965 (△472)	△3,795 (△452)
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 (174)	—
現金および現金同等物	△3,934 (△469)	△3,290 (△392)	△3,692 (△440)	△2,893 (△345)	△4,182 (△498)
売却可能金融資産—流動性の高い資産	△18,900 (△2,252)	△20,538 (△2,447)	△18,963 (△2,259)	△22,266 (△2,653)	△18,141 (△2,161)
RTEおよび被共同支配子会社への貸付金	—	—	—	—	△670 (△80)
売却目的保有資産の純負債額 ⁽¹⁾	△26 (△3)	—	—	△104 (△12)	—
純負債額⁽²⁾⁽³⁾	41,133 (4,900)	33,388 (3,978)	33,015 (3,933)	37,425 (4,458)	37,395 (4,455)

(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。純負債額の計算は、2019年度の連結財務書類の注記41.3に記載されている。

(3) 2019年12月31日現在の純負債額は、2019年1月1日から適用したIFRS第16号による4,492百万ユーロを含む。

2【沿革】

1946年以降のEDF

海外における開発	フランスにおける開発		EDFグループにおける構造の変化
	水力発電所や原子力発電所を含むフランスの産業基盤の発展	1946年	電力およびガス部門の国有化 1946年4月8日付の法律に従ってEPIC（商工業公益企業体）としてのEDFの設立
	商業規模の原子力プログラムの開始	1963年	
海外展開の開始。初めに南米、次に欧州（英国（1998年以降）、ドイツ（2001年）およびイタリア（2005年））において展開		1990年	
		1999年	初めにB2Bを対象とし（2000年から2004年）、次にB2Cを対象とした（2007年）、フランス市場の開拓
		2004年	2004年11月20日、EDFはフランスの株式会社となる。
		2005年	2005年におけるIP0および市場への無差別なアクセスを保証するRTEの創設
British Energyの取得		2009年	
EnBWおよび英国における電力網の売却		2010年	
EDF Renouvelables（旧 EDF Énergies Nouvelles）の買収		2011年	
Edisonの買収		2012年	
CENGが所有する原子炉の運転管理のExelonへの委託	EDFによるフランスにおけるDalkiaの事業の取得	2014年	
英国におけるヒンクリー・ポイントCのEPR建設プロジェクトの最終契約への署名		2016年	
EDF Polskaの資産（ポーランド）の売却	Framatomeの資本の75.5%を取得	2017年	RTEの49.9%のフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesへの間接的な売却ならびに約40億ユーロの増資
ソーラー・プランの開始			
洋上風力発電量の増加		2018年	フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）： プロジェクトの発表（2019年1月25日）
台山における最初のEPRの稼働			2015年－2018年の売却計画の完了

2019年9月： 台山2号機の稼働	2019年12月： 900MW発電所（トリカスタン1） の最初の4回目の10年点検の成功	2019年	
2019年10月： ブラジルにおけるシノプ水力発電 所の稼働			

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 $+1.5^{\circ}\text{C}$ までに抑制する努力を継続しながら、最大でも $+2^{\circ}\text{C}$ 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。

2015年の第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。

欧州連合は、2008年および2019年の気候変動・クリーン・エネルギー・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。欧州連合は、現在、2030年の脱炭素化目標の引上げおよび2050年のカーボン・ニュートラル目標の採択を検討している。2019年12月には、新欧州委員会が、この目標を実現するためのグリーン・ディールを発表した。

2019年、フランスは、同国の2017年気候計画で設定された2050年のカーボン・ニュートラル目標を盛り込んだ、国家低炭素戦略を採択した。

発電施設の大規模な建替えの実施を必要とする英国は、2008年に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、供給量市場、新規原子力発電所に係る規制資産ベース・モデルの検討）。

世界の二酸化炭素排出量のほとんどが化石燃料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、その使用量を早急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。

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。今日、世界のエネルギー消費量に占める電力の割合は約20%である。消費量の電力への転換は、主に排出量が最も多い建設および運輸の2部門に関係している。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。

電力消費量は、2018年から2040年の間に中国で年間約 $+171\text{TWh}$ （平均で年間 $+2.2\%$ ）、アフリカで年間 $+45\text{TWh}$ （年間 $+4.1\%$ ）が見込まれており（出典：IEAの「世界エネルギー予測」、2019年11月の持続可能な成長シナリオ）、新興市場、特にアジアで急速に上昇しているが、欧州連合においては年間 $+28\text{TWh}$ （年間 $+0.9\%$ ）と、より緩やかである。欧州では、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多大な投資を行うことが依然として必要とされているものの、市場および規制環境においては、発電資産からの収益に関する可視性がほとんど提供されていない。

- ・商品価格は、化石燃料が潤沢である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。

このような状況下において、大部分の生産容量は、補助金または保証付収入制度のもとで稼働している。

フランスでは、2019年11月8日付エネルギーおよび気候法において、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、これらの目標を管理する、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）により実施された。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。

2020年1月、政府は、2019年から2023年および2024年から2028年の期間に関するPPE案を、討論に供するために提出した。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。）。また、2019年から2028年の複数年にわたるエネルギー計画案は、石炭火力発電所を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、EDFグループに対して、産業容量および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施について欧州委員会の承認を得るために必要な取り組みが含まれる。）に関連する文書を、2021年半ばまでに原子力産業と共同で作成するよう要請した。

さらにPPE計画では「フランス政府が2025年以降の市場価格の上昇から消費者を保護するための既存の原子力発電所に関する新たな規制体制の条件を提案する。これは、既存の原子力発電所への投資における競争上の優位性を消費者に享受させる一方で、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、また低価格シナリオにおけるPPEの要件を満たすものである」と定められている。フランス政府は、この目的を達成するために、消費者および気候の保護に焦点を当て、透明かつ非差別的な方法で、一般的経済的利益を有するサービス（SGEI）をフランスの全消費者に対して提供することをEDFに求める経済規制を導入する計画である。このSGEIは、以下の目的を調整し、これらに寄与するために、既存の原子力発電所に係る経済規制に基づくものとなる予定である。

- ・フランスの全消費者に対して、必要とする基本的電力需要の一部に対して、消費者らが資金援助した既存の原子力発電所で発電された無炭素かつ管理可能な電力により提供される安定した環境を利用可能とすることにより、利用供給業者を問わず長期的な保護を提供すること
- ・供給に必要な既存の原子力施設を運営するために必要な長期的な資金調達と投資収益を確保し、フランス、より広くは欧州の無炭素電力供給を維持することにより、フランスが設定した気候目標に加えて、エネルギー供給の安全性とエネルギーの独立性を維持するという目標を達成すること

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。

このため、EDFグループは、かかる状況に対応するため、事業モデルおよびCAP2030の戦略における優先目標を設定した。

② EDFグループの気候戦略

EDFは、2020年5月7日開催の株主総会において、株主に対して、「存在意義」を採択することを提案した。こうして、EDFの存在意義は、「地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くこと」となる予定である。

EDFの目標は、この存在意義に則って、直接排出量を実質的にゼロにし、国の政策の枠組みにおいて最大限可能な限り間接排出量を削減し、またネガティブ・エミッション・プロジェクトを通じた補償によって残りの排出量を相殺することによって、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することである。このため、EDFは、2030年までにすべての地域で石炭火力発電からの脱却を目指す。EDFの存在意義は、誰もがエネルギー移行に参加できるよう、フランス国内外におけるソリューションを開発するという目標を強化するものでもある。

EDFグループの気候戦略は、軽減、適応および変革の3つの手段に基づくものである。

軽減：EDFグループは、2020年2月26日に世界の他の企業200社とともに、「1.5°Cに向けたビジネス構想」連合に参加し、1.5°Cの気温上昇制限に対応した温室効果ガス排出削減目標を設定することにより気候問題に関する目標を示し、また2050年までにカーボン・ニュートラルを目指している。またEDFグループは、2030年までに当グループの直接排出量の削減量を40%から50%に引き上げ、2020年を初回として間接排出量の削減目標（スコープ3）の設定を図ることで、科学的根拠に基づく目標イニシアチブの認証の取得を目指している。EDFグループは、これを達成するために、すでに原子力発電および水力発電によって90%が脱炭素化されている同社の発電に依存しており、特にフランスでは2022年までに、また英国では2024年までに、石炭のみで運転されている残りの発電所を閉鎖することによって、2030年までに石炭ベースの発電から脱却することを目指している

（「第2 3（2）④（iv）（ロ）火力発電に関する課題－過渡期にある石炭火力発電所」および「第2 3（2）⑤（i）（イ）戦略－概要」を参照。）。

当グループは、2014年から2030年までに再生可能エネルギーの設備容量を2倍にし、2030年までに50GWeに達することを目標に、フランスおよび世界各国で再生可能エネルギーの開発に積極的に投資している（「第2 3（1）④（ii）投資プログラム」を参照。）。

適応：EDFグループは、頻繁に発生する異常気象（熱波、干ばつ、暴風雨、洪水等）に対する既存の施設の感度を低下させ回復力を高めるとともに、新規施設（特に水力発電所および原子力発電所等の耐用年数が40年を超える施設）の設計に長期的な気候変動（平均気温、海面水位等）を織り込むため、すべての事業を気候変動の影響に適応させる戦略を実施している。

変革：EDFグループは、地域においてカーボン・ニュートラルを達成できるよう、電力の利用拡大の推進、革新および研究開発への投資、エネルギー・サービスの開発、ソーラー・プラン、電力への利用移行の支援、電気モビリティ計画、スマート・シティ、スマート・メーター、貯蔵計画、新規事業および新規サービス提供等の事業を拡大している。エネルギー移行は公平かつ連帯ベースである場合にのみ成功するものであるため、EDFグループは、顧客のより効率的な消費を支援し、エネルギー貧困と闘い、また気候に配慮した法律のための取組みを行っている。

EDFグループの気候戦略は、当グループの執行委員会の構成員であり、革新、企業責任および戦略を担当する上級執行副社長が統括している。

③ CAP2030の戦略における優先目標

EDFにとって、気候変動との闘いは、エネルギー効率およびエネルギーの脱炭素化という2つの手段に基づいている。この信念が、以下の3つの優先事項に重点を置いた戦略を推進している。

- ・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極低炭素発電
- ・海外展開

当グループは、低炭素型電力の発電会社として、誰もがそれぞれのレベルでエネルギー移行の一翼を担うことができるソリューションを開発し、低炭素型モデルを国際的に推進している。これらの目標は、3つの主要な計画と戦略的作業プログラム（執行委員会レベルで管理される約20の戦略的プロジェクトが実施されており、3つの戦略的優先事項がそれぞれ具体的に実行されている。）を通じて遂行される。

- ・EDFは、2018年10月に開始された電気モビリティ計画を通じて、フランス、英国、イタリアおよびベルギーにおける電気自動車用エネルギーの主要な供給業者を目指しており、市場シェアを全体で30%とすることを目標としている。また、これらの国々で充電スタンドの主要な運用業者となり、スマート充電において欧州でのリーダーとなることを目指している。2022年、EDFは600,000台の電気自動車に電力を供給すること、75,000の充電スタンドを配備すること、欧州の顧客に対して相互運用可能な250,000の充電スタンドへのアクセスを提供すること、および2020年までに4,000のスマート充電スタンドを運用することを目指している。現在、EDFは、地方当局が電気モビリティ・ソリューションを広範囲に展開できるよう支援している。
- ・水力発電の揚水発電所およびギガ・バッテリーを用いて送電網の周波数を安定させたり、送電網を利用できない孤立した地域のマイクロ送電網を管理したりするためには、貯蔵が鍵となる。2018年3月に開始された電力貯蔵計画では、2035年までに世界で10GWの新規貯蔵設備を開発し、それまでに当グループの貯蔵容量を15GWまで増加させることを目標としている。
- ・EDFは、ソーラー・プランを通じて、2020年から2035年の間に太陽光発電分野で30%の市場シェアを獲得し、フランスにおける太陽光発電のリーダーになることを目指している。EDF Renewablesは、フランスで2GWの総設備容量を運営しており、そのうち約230MWpが太陽光発電総容量である。これらの目的を達成するために、EDFは、利用可能な土地を特定し、対象を絞った買収を行うために総力を挙げている。当社は、2019年にフランスの独立系太陽エネルギー事業者であるLuxelグループを買収した。同グループは、既に稼働中の風力発電所、および建設準備済みまたは開発中のプロジェクトで構成される、1ギガワット・ピーク（1GWp）のポートフォリオを保有している。

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に関連して6つの企業の社会的責任目標への取組みを誓約している。

（i）戦略および組織

EDFグループは、CAP2030戦略に従い、またフランス当局がPPEのために採択したガイドラインに沿って、事業を展開するすべての地域において、エネルギー移行の課題のあらゆる側面に対応するために総力を挙げている。

フランスでは、この目標を実現するためには、電力市場および原子力資産から公正な利益を得るための条件の全体的な改革が必要である。この関連で、フランス政府は、ARENH（「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク－1 B：

規制枠組みの変化（ARENH、TRV、環境規制およびSNBC）」を参照。）に代わる新たな規制の枠組みの採用に関する協議を開始し、当グループの執行委員会に対し、この改革に関連する新たな組織について検討するよう要請した。このような規制の枠組みの改革プロジェクトが実施された場合にのみ想定される当グループの組織変更は、特に下流事業およびサービス事業ならびに再生可能エネルギー事業および配電事業の分社化につながる可能性がある。これらの事業は、少数株主持分が上場される組織（「グリーン」）、ならびに親会社が過半数を保有および支配し、EDFのすべての原子力事業および水力発電所を直接運営する組織（「ブルー」）としてグループ化される。これらの事業体のそれぞれの範囲は、現時点では確定的なものではなく、この再編事業（「エルキュール」プロジェクト）が実際に行われれば、いずれ明確化される。

いずれにせよ、エルキュール・プロジェクトは、当グループ内の2つの統合事業体としてブルーおよびグリーンを維持する必要がある。当グループにおいてなされ得る組織変更は、規制の枠組みを見直すプロジェクトが成功裏に完了することを唯一の条件としており、統合された当グループを保護しつつ、エネルギー移行のリーダーとなることを可能にするために、当グループの投資能力および資金調達能力を強化することを目的とする。現在この問題について議論が行われており、原子力の規制の枠組みの改革が条件となっている。

（ii）顧客および地域とのつながり

個人、企業および都市の間で、照明、暖房、生産、消費および移動の方法を変えたいという機運が高まっている。この動向は、個々のイニシアチブと公的な決定が重なったものであり、各地で徐々に拡大している。EDFの目標は、利用可能で革新的な、無炭素かつエネルギー効率に優れたソリューションにより、顧客および地域が二酸化炭素の中立性を達成できるよう支援することである。

その際、EDFは、以下のとおり、比類のない顧客との関係を構築し、サービスおよび供給の範囲を拡大している欧州主要国（フランス、英国、ベルギーおよびイタリア）における顧客ポートフォリオに依拠している。

- EDFは、化石燃料から新しく効率的な電力利用への転換（電気モビリティ、ヒートポンプ、低炭素住宅、カーボンフリー水素等）への取組みにより、エネルギー効率と炭素削減サービスにおける主要な事業者の立場にある。Dalkiaは、より環境に優しく、より経済的な革新的エネルギー・ソリューションを開発、実施および管理している。EDFは、自家消費型サービスである「私の太陽と私」（「*Mon Soleil et moi*」）のような無炭素かつ分散型の発電容量の開発、ならびに顧客および地域の消費の改善・削減のための革新的なソリューションを支援し、スマート・シティの開発に貢献している。
- 2019年には、EDFは、新たなサービスによる革新を継続し、個人および企業向けサービスの開発を加速し、また企業および地域向けエネルギー・サービス事業を強化した。EDFは、競争が激化する環境において顧客の信頼を維持するための措置を講じている。例えば、2019年には、EDFは「私の禅生活」（「*Mes jours Zen*」）を立ち上げ、個人用顧客に提供する電力市場サービスの範囲（緑色電気（*Vert Electrique*）、週末用緑色電気（*Vert Electrique Week-end*）、自動緑色電気（*Vert Electrique Auto*）およびデジワットからなる。）を拡大した。「私の禅生活」は、消費行動に即した電気料金の設定を希望する顧客を対象とした各種サービスである。
- ベルギーにおけるDing Done（Luminus）、英国におけるHoppy（EDF Energy）およびイタリアにおけるAssistenza Casa（Edison）に続く、最初のサービス・プラットフォームであるEDFによるIZI（IZI by EDF）の立上げにより、当グループは、家庭および企業においてフランス人に安心を提供する、好まれるパートナーとなった。デジタル・プラットフォームであるEDFによるIZIは、個人や企業が独立した業者および建築専門家と連絡を取り、小規模な作業や改修プロジェクトを行うことができる。EDFはまた、フランスの消費者のエネルギー費用および二酸化炭素排出量を削減するために、化石燃料ボイラー（石油、ガス等）をヒートポンプに置き換える完全なサービスである「私の持続可能な暖房」（「*Mon chauffage durable*」）を立ち上げた。
- 2019年、EDFは、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を提供する子会社であるHynamics社を設立した。
- 2019年、Dalkiaは、専門性を活用し、顧客による6.7TWhの節約を支援した。Dalkiaは、現在までに340の冷暖房ネットワークを運営している。2019年、Dalkiaの活動により、4.3百万トンの二酸化炭素排出が回避された。

（iii）超低炭素発電：原子力および再生可能エネルギー

COP21で各国が約束した目標は、気温上昇を、2℃を大きく下回る水準に抑えることである。これは、異なる措置を取るという集団的行動のきっかけになった。国際エネルギー機関（IEA）は、「クリーン・エネルギー・システムにおける原子力発電」に関する2019年の報告書において、地球温暖化を産業革命前と比較して2℃以下に抑制するためには原子力発電が不可欠であるとした。IEAの専門家は、原子力発電なしではパリ協定における目標達成のためのコストは増大し、国際社会による実現不能な努力が必要となると考えている。

原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーにより、フランスにおける電力の97%は無炭素であるため、EDFは、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保証しつつ、再生可能エネルギーの開発を加速することにより、かかる目標の達成のために主導的な役割を果たしている。

超低炭素発電を達成するというEDFの目標は、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、フランスおよび英国において可能な限り最良の安全条件の下で原子力発電所の操業を継続するため、ならびに原子力発電所の廃炉作業および廃棄物管理作業の準備のために、投資を行っている。

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規の原子力発電所建設事業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。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。

(iv) 海外展開

人口動態、都市化および大気汚染の問題に対処するため、多くの国がこの状況を改善できる解決策を模索している。全大陸で事業を展開するEDFは、原子力発電、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービスにおける専門知識の輸出によって、このエネルギー移行を支援している。

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。

EDFはまた、地理面で対象を絞ったアプローチによって欧州以外の地域にも事業を拡大しており、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排出量の削減に向けた取組みに従って、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。

(v) 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ならびに財務報告および非財務報告の簡略化等）に示されるように、チームの強化ならび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がなされている。2019年には、新たな法的要件に従って、新たな労使対話アプローチが採用、簡略化および設定された。

さらに、実験（「研究」および顧客との協働によるプラットフォームの構築）ならびにオープンな革新プログラムに基づく革新の促進は、当該移行に貢献している。2017年末における「新規ビジネス」を担当するインキュベーターおよび社内ベンチャーであるEDF Pulse Croissanceの創設は、当該分野における課題解決のためにEDFが漸次的に獲得している様々なツールを補完している。EDF Pulse Croissance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 Croissance」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。特に2019年には、新しいデジタル専門職を専門とする社内アカデミーが創設された。

データの分野においては、当グループは2018年に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」施設を設置した。2019年にはこの施設の対象範囲を拡大し、第3次データ（不動産、購入等）のための第2施設を創設した。

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。

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、2018年度上半期に開始された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）」は、複数年にわたるエネルギー計画の発表に関連して2019年も継続された。

最後に、原子力部門では、2019年は、主要な原子力プロジェクトの産業の質、専門性およびガバナンスの向上を目指す「エクセル」計画が年末に立ち上げられたことも特徴的であった（「第2 3（2）①（ii）（ニ）エクセル」を参照。）。

(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

このような状況において、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により、以下の目標の達成が可能になった。

- ・2015年から2019年にかけての1.24十億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。）。同期間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）④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 Croissance」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 Croissance」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

④ 投資方針

（i）2019年における投資

当グループは、2018年においては16.2十億ユーロであったのに対し、2019年においては総額16.7十億ユーロとなった総合営業投資プログラムを継続した。

売却計画を除く純投資の合計額は、2019年においては13.9十億ユーロとなった。これには、（Enedisが率いる）Linkyに係る0.8十億ユーロおよびHPCに係る1.8十億ユーロを含む。LinkyおよびHPC以外では、戦略的売却を除く主要な純投資項目は、原子力発電所の維持管理（主にグラン・カレナージュ（Grand Carénage））に係る4.3十億ユーロ、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3.6十億ユーロならびにサービス（0.3十億ユーロ）に対するものである。最後に、再生可能エネルギーでは、純投資額は合計0.4十億ユーロであった。かかる減少は、関連債務の非連結化を開始し純投資の名目額を減少させたスコットランドのNnG施設の50%売却によるものである。

2019年における資産売却は0.5十億ユーロとなった。当グループの売却計画は、2018年末までに目標の10十億ユーロに達し、2十億ユーロから3十億ユーロをさらなる目標として、2019年および2020年まで延長された。

(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12.4十億ユーロ（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）。当社が建設した非流動資産に関連して発生する異常な追加的費用は、費用処理される（「第2 3（2）①（ii）（イ）フラマンビル3EPRプロジェクト」を参照。）。））および約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3.97十億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（Enedisが率いる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%完了時の見積費用21.5十億英ポンド（2015年）から22.5十億英ポンド（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C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平均投資総額が年間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、ガス資産ポートフォリオの売却、ならびに探鉱および生産事業の売却計画（進行中）、次いで2018年におけるGas Natural（GNVI）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ならびに2019年に発表されたイタリアにおける2件の新たなコンバインド・サイクル・ガス・タービン・プロジェクトの立上げにより開始された。
- ・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つの大規模欧州市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）において、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、2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記49.1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化石燃料エネルギーの発電、（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、2019年12月31日現在、世界全体で122.3GWe（連結会計方法に従って計算された数値（Cottamを除く。）。）の設備容量と557.6TWh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38.9百万件の顧客施設（2018年現在、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28.8百万件がフランス国内）にエネルギーおよびサービスの提供を行っている。

- ・33.6百万件（その内の27.1百万件がフランス国内）の電力顧客（2018年末現在の電力施設数は34.7百万件であり、その内の28.2百万件がフランス国内（ESおよび海外部門を除くEDF）であった。）。
- ・5.3百万件（その内の1.7百万件がフランス国内）のガス顧客（2018年末現在のガス施設数は5.1百万件であり、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証するため、また総利益を最大化するために、上流部門（エネルギーおよび燃料の生産および調達）ならびに下流部門（卸売りおよび小売り）の資産ポートフォリオの合同運用管理のための統合モデルを用いている。

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。河流水力発電所は基礎発電として使用される。原子力発電所は、その低い可変発電コストにより、ベースロード発電およびミッドメリット発電に使用される。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

2019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88.8GW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）における総設備容量の7.6%近くを占める（この計算は、当年の統計を翌年の4月30日にもみ入手できるため、2018年のENTSO-E統計に基づき行われている。）、欧州最大の発電設備を保有している。

2019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422.7TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて429TWhであった。

2019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34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21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432基であり、その平均運転年数は（計算上）75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、2019年において合計で設備容量が約142MWであった。

その他の地理的地域および子会社

また2019年末現在、当グループは、以下のとおり、33.5GWの発電設備容量も有している（2019年の発電量は129TWhであった。）。

- ・EDF Renewables（「第2 3（2）①（v）（ニ）EDF Renewables」を参照。）（総設備容量6GW、発電量約15TWh）。
- ・海外県の島部エネルギー・システムおよびPEI（設備容量2.1GW、2019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12.2GW（Cottamを除く。））、2019年における発電量約60TWh（「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。）。
- ・Edison（発電設備容量7GW、2019年における発電量22TWh（これらの値にはイタリア市場外の発電量および容量が含まれる。））（「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22TWh）（「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2.2GW、2019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、2019年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の89.8%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38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31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19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、2019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。平均使用年数が約34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。

2019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	2019	VD4
トリカスタン1	1980	2019	VD5	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	2019	VD4
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	2019	VD4
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	2019	VD3
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

2019年の注目すべき点は、トリカスタンのユニットにおける4回目の10年点検（VD4）の成功である（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。当該ユニットは、2019年6月1日に分離され、2019年12月19日の10年点検後に核分裂連鎖反応を開始させた。2019年3月15日に分離され、10年点検後の2019年8月6日に再接続されたショーB2ユニットの10年点検（VD2）も成功した。

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）（ヘ）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%）と共同所有するフェッセンハイム1－2
- ・EnBW（5%）と共同所有するカットノン1－2
- ・Électricité de Laufenbourg（Axpoグループ）（17.5%）と共同所有するビュジョイ2－3
- ・Electrabel（ENGIEグループ）（12.5%）と共同所有するトリカスタン1－4
- ・EDFのベルギーの子会社である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%）およびスイスの電力会社グループである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てこ入れを図るには、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。燃料サイクルのてこ入れに関しては、「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。2019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、維持管理または定期的な検査が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、発電所は平均で150日間の期間中（極端なまたは例外的な状況を除く正常な期間。）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。

発電および技術的実績

2019年の原子力発電所による発電量は379.5TWhであって、2018年の発電量から13.7TWhの減少であった。

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

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

2019年において、Kp係数は2018年（71.1%）からわずかに減少して68.6%となった。これは、Kdが2018年（76.5%）から減少して74.0%であったこと、またKuが2018年（92.8%）から比較的横ばいの92.7%であったことの結果である。

2019年、発電のパフォーマンスは例外的事象および大規模な偶発事象（合計約12TWh）、予定より長期にわたった供給停止（合計約12TWh）、ならびに環境的な制約（合計約4TWh（ル・テュイにおける地震による2.3TWhを含む。））による影響を受

けた。2019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、数件の例外的事象により、2018年の3.7%からわずかに増加して、2019年には3.95%となった。これらを除くと予定外の供給停止の割合は2.1%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。

2019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。

- ・ダンピエール4およびシノン2の代替ローターに2件の技術的な損傷が発生し、長時間にわたる予定外の供給停止を引き起こした。
- ・設備の二次回路用のターボ供給ポンプ（TPA）で、供給停止期間中だけでなく、問題となっている発電サイクルにおいても、数件の偶発事象が発生した。サンタルバン1とフラマンビル1の損傷により、重大な発電損失が発生した。
- ・非常用ディーゼル装置は、2019年の発電プロセスに複数の影響を及ぼした。供給停止期間中（パンリー2およびフラマンビル2）ならびに発電サイクル中（フラマンビル1）の両方において長期間にわたる重大な規制遵守作業が発生したほか、ダンピエール1およびパリュエル4（各々の10年点検中）の場合のように、ディーゼル装置の全面交換を必要とする損傷が発生した。

2019年は、Framatomeのクルーズ・フォルジュ工場における鍛造部品の製造（「中止された」事例および「中止されなかった」事例）の追跡において、数件の事例で検出された品質の瑕疵に関する調査の影響を受けなかった。

2019年の夏、Framatomeは、溶接された蒸気発生器および加圧器シールに特定の局部応力除去熱処理（SRHT）を施す際に温度範囲の不適合を検出した（「第2 3（2）①（iii）（ロ）Framatomeの事業」を参照。）。ASNに申告された当該不適合を受けて、EDFは影響を受ける設備の一覧を作成した（稼働中の原子炉6基（ブライエ、ビュジョイ、フェッセンハイム、ダンピエールおよびパリュエル）に設置されている蒸気発生器（GV）16基）。フラマンビル3の蒸気発生器および加圧器も影響を受け、グラブリンヌの原子炉2基の蒸気発生器と交換予定であった蒸気発生器6基も影響を受けた。EDFおよびFramatomeは、部品の完全性が損なわれていないことを示す証拠をASNに提供した。ASNは、分析後、この証拠に基づき「問題となっている原子炉は現在の状態で引き続き稼働可能である」という見解を示した。この点に関する技術的調査は、ASNと連携して進行中である。

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裝し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せばその稼働を継続させることを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）について原則的に承認した。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に係る支出および設備の耐用年数の延長に要する投資（900MW系列の4回目の10年点検（VD4）および1,300MW系列の3回目の10年点検（VD3）における蒸気発生器の交換）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、フェッセンハイム発電所の閉鎖日の繰上げ（直近の予測では2020年）も考慮された。

これらの産業的な施策により、約60億ユーロ（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、2018年において、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20億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20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。

2019年末までには、以下の作業が行われた。

- ・49基のユニットを対象とする交流発電機の固定子の改修プログラムが完了した。
- ・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138個の主要な変圧器のポール（すなわち約79%）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回目および必要があれば4回目の10年点検、900MW系列のユニットの4回目の10年点検ならびにN4系列のユニットの2回目および3回目の10年点検が行われる際に、継続して行われる予定である。この計画は、福島原子力発電所事故後に認識されたさらなる安全性の向上および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）①（ii）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SME環境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（CIRES）に移動された。低レベルおよび中レベルの放射性廃棄物（LLWおよびILW）については、オーブのスーレスに貯蔵施設（CSA）がある。EDFは、セントラコ工場（EDFグループの子会社であるCyclife Franceが所有）と連携して、問題となっている量を削減し、処理を改善するための作業を継続している。

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

絶えず存在する原子力安全対策

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

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

- ・設計段階から、設備の実際の操業から生じるものか内的または外的要因により生じるものかにかかわらず、発電所の稼働時に発生し得るリスクを考慮する。
- ・厳格な稼働規則の適用および真の安全性の文化の確立を通じた技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基礎とする。
- ・原子炉58基の標準設備に関する経験の集積（2,030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、2018年末までの16年間で4倍の割合で、近年の自動的操業停止の年間平均数を減少させることができた。しかしながら、この数値は、2019年に原子力発電所全体で合計31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（2019年にはEDFのすべての原子力施設において約400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2 3（2）①（i）（イ）フランスにおけるEDFの原子力発電所」を参照。）。定期的な再検査は、発電所の稼働を継続する重要なステップである（「第2 3（2）①（i）（ホ）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第2 3（3）③（ii）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。2019年、OSARTによる調査はシボーにおいて実施された。
- 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。2019年には、6件のフォローアップ・レビューおよび3件のピア・レビューが実施された（ノジャン、ダンピエールおよびクリュアス）。

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。2019年には、12回の全国レベルの実習が開催されたが、このうちの1回は知事の要請により2020年1月28日まで延期された。施設の核物質防護（安全上の危機）に関連する直近の全国レベルの実習は、2017年に実施された（次回の実習は、2020年に実施される予定である。）。

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、従業員動員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。

統制および監視システム

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

フランスの原子力施設の安全性はASNが統制する。事象は、7を最も深刻な事象とする、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。

2019年における事象

2018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。

2019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、738件のINES 0に分類される重大安全性事象（ESS）、87件のINES 1に分類されるESS、および3件のINES 2に分類されるESSを申告した。

全体として、2019年の実績は、2018年から改善し、分類されない事象（レベル0）の平均数は、2018年における10.05件に対して、原子炉1基当たり12.72件のESSへと増加しており、レベル1の事象の平均数は、2018年における1.27件に対して、原子炉1基当たり1.50件とわずかに増加した。

自動的操業停止回数（AAR）は、原子炉1基当たり0.53回（2018年は0.31回、2017年は0.38回、2016年は0.48回、2015年は0.66回）に達した。

2019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。2019年、平均集団線量は、原子炉1基当たり0.74人・シーベルト（年間集団線量は43人・シーベルト）である。2019年の集団線量測定結果は、活動レベルが上がったために、2018年の値（38.8人・シーベルト）から増加した（当該区域における滞在時間当たりの線量測定結果は安定的であった。）。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。

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、2019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14mSvを超える個人線量に晒された者はいなかった。

今後は、既に達成したレベルを考慮して、最悪の線量測定結果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MOX燃料（再濃縮されたプルトニウムから生成される。）および10トンがERU燃料（再濃縮ウラン）に相当する。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電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（U₃O₈）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（2）④パフォーマンス—4 E：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性」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2019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ほとんど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、フランスのOrano、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）、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

EDFは2つの燃料集合体供給元を有する。1つはFramatomeの子会社を通じた内部供給元であり、もう1つは外部供給元（主要な外部供給元はWestinghouse）である。

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。

核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。処理された量は、 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3世代加圧水型原子炉におけるマルチ・リサイクリングまたは第4世代原子炉（Gen IV）におけるリサイクリングを待って貯蔵されている、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。

2016年から2018年のフランスの放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）は、2030年までに使用済燃料の貯蔵容量を増やす必要があることを明らかにした。この点を考慮して、同計画は、EDFに対し、2020年までに当該容量の建設許可を申請するよう求めた。

2019年から2021年のPNGMDR第5版は、2019年にフランス公開討議委員会（CNDP）開催の公開討議に供され、その議事録は2019年11月25日に公開された。フランス原子力安全当局（ASN）および政府も、主催者としての立場から、結論を官報に公表する形で公表し、EDFが関係者報告書において提案した2つの改善案（「新たな水中集中貯蔵容量の導入に関する作業の継続」および「極低レベル廃棄物の管理に適用される規制の枠組み（の進展）」）について言及した。

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、その後はラアーグにある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、ラアーグの敷地の特定の施設において一時的に貯蔵される。

使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関する2008年から2040年までの期間のEDFと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31年超の場合は長寿命（LL）と呼ばれる。

長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW-LLのガラス固化が可能となり、ガラス固化により廃棄物の体積は減少し、高い技術での貯蔵が保証される。廃棄物はその後、ラアーグの特定施設に一時的に貯蔵される。例えば、旧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、特定の操業、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含む閉鎖済施設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。ILW-LLは、HLW-LLと比較して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の廃棄物は、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もまた、ILW-LLおよびHLW-LLの放射性廃棄物のためのフランス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

放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付法第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25日付成文法第2016-1015号は、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、2020年末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。

ANDRAは、2030年までにパイロット操業フェーズを開始し、次いで初回廃棄物搬入開始（この段階では、発電事業者の基準は、依然として2031年の初回廃棄物パッケージの搬入量のままである。）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月にDGECより瀝青廃棄物の管理を検討するよう指示を受けた専門家委員会は、2019年9月、基本的には様々な処理オプションが実行可能である（貯蔵または中和）と結論付けたが、同時に最も適切なオプションを特定するためのさらなる研究の重要性を強調した。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL廃棄物（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、Cyclife France（EDFの子会社であるCyclife Holdingに属する。）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。また2019年には、Cyclife EngineeringならびにGraphitech（EDFおよびVeoliaによる共同出資）の新たな子会社2社が設立され、Cyclifeの持株会社の連結範囲が廃炉事業まで拡大した。両子会社は、様々な技術（主に、Cyclife Engineeringが軽水型原子炉および廃棄物処理施設を、Graphitechが黒鉛型原子炉を取り扱う。）向けの廃炉ソリューションの開発を担っている。

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（2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記32を参照。）。

（ホ） フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備

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

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

稼働中の発電所の40年を優に超える継続した稼働

福島の事故後の追加安全評価（ASA）

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

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

最終的に、ASAはまた、下請けに適用される規則の見直しも行った。

これらの分析は、とりわけ1980年代の終わりならびに原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月付法律（TSN法）による成文化（また後にはフランス環境法による成文化）が行われて以降、フランスで実施された定期審査により、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。

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、フランスの原子力発電所の償却期間の調整に係る技術上、経済上およびガバナンス上の関連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。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。

一部の施設の耐用年数を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委員会委員会の会合を受けて、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関連する定期審査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、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が交付される予定であった。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、900MWの原子炉の第4回定期審査の一般的段階に関する、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。

2019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。2019年に開始されたシノンB3のVD3検査は2020年に完了する。2020年には、900MWの原子炉に係る最後のVD3検査（シノンB4）が予定されている。

トリカスタン1は、900MWの原子炉としては初めて4回目の10年点検（VD4）を受け、成功を収めた。同原子炉は、2019年6月1日に分離され、2019年12月19日の10年点検終了時に核分裂連鎖反応を開始させた。

1,300MWの原子炉については、11件のVD3点検が実施された。2019年12月末現在で1件のVD3が実施中であった（フラマンビル2）。2019年12月末現在、8件のVD3点検が未実施であった（2020年に実施される2件（ベルヴィル1およびノジャン2）を含む。）。

（ヘ） 原子力発電所の廃炉

EDFは、発電所ならびにEDFが運営する他の原子力施設（BCOT、サンローランのサイロおよびICEDAを含む。）の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面で全責任を負っている。EDFは、廃炉の過程全体において、原子力発電資源のライフサイクル全体を確実に統制するための措置を講じてきた。

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、フランス環境法に服する（「第2 3（3）③（ii）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年前までに行われる最終的閉鎖宣言。
- ・ 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、作業および最終的閉鎖の完了後、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。

- ・ 2020年現在でビュジョイに所在する、操業および解体により発生する活性化廃棄物（ILW-LL）の処理および貯蔵を行う活性化廃棄物処理貯蔵施設（ICEDA）
- ・ 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LLW-LL貯蔵センター。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、フランスのスーレス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、最終的な処分場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発電所の解体は、（2018年の原子炉プールの充填に続く）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を継続し、2019年には容器を開放し、2つの中心蓋を除去した。

ブレンリスに関しては、2008年に締結されたCEAとの契約（同契約を受けて、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は当該施設の解体について全責任を負うこととなった（2000年9月19日付フランス命令第2000-233号に従って、EDFはCEAから引き継いでブレンリス発電所の操業を担当することになった。）。部分的解体を認可する命令の対象に含まれた解体作業は、現在最終段階にある。排水処理場の安全コンクリートが解体され、廃材が撤去された。かかる廃材の最終検査の結果、当該地域の埋戻しが可能となり、認可された作業が終了する。一方、EDFは、2018年、原子炉本体の廃炉を認める完全な廃炉命令の公表を受けて、廃炉申請を行った。

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た。この新たな代替案では、作業手順案とともに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。）。

戦略文書、原子炉の安全オプション報告書および2017年から2032年の期間にわたる操業の詳細なタイムテーブルが、2017年にASNに送付された。これらは、採用された技術オプション（特に6基の原子炉の廃炉手順）の裏付けとなる根拠を提供するものであった。

- ・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場の必要性については2070年以降まで先送りされた。

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、世界的に受け入れられている。他の5基の原子炉の解体スケジュールに関しては、議論が継続した。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、他の5基の原子炉の事実上の同時廃炉の開始に先立って得ることができる。2019年2月12日、EDFは、特にこの議題について、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。これを受けて、2019年7月から11月にかけて、ASNの決議案が、公開討議に供されるために公開された。これらの案には、廃炉作業認可のための規制上の申請の日付と、かかる申請に含まれるべき廃炉プログラムが明記されている。これらの案において、ASNは、実施予定の作業の複雑性ならびにEDFが提示するリスク管理戦略の健全性（産業デモおよび最初の原子炉からの重要なフィードバック）を認識している。最終的な決議案は、2020年中にASNカレッジにおいて承認される（2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記32.1.3「原子力発電所廃炉引当金」を参照。）。

フェッセンハイム発電所の閉鎖

フランス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としたため、EDFは、フェッセンハイムの原子炉2基閉鎖のために要する一切の措置を講じる必要がある。

憲法院が上記法律の合憲性を検証した際に2015年8月13日付決定において指摘したとおり、フェッセンハイム発電所が早期に閉鎖されれば、EDFは補償を受け取る権利を付与される。

EDFとフランスとの間で、補償を受け取る権利を付与する損害問題のスケジュールおよび補償条件の決定の双方を含む覚書に向けた協議が行われた。

EDFの取締役会は、独立取締役で構成される作業部会からの好意的な意見を受けて、2017年4月6日の会合において、いくつかの条件が満たされることを条件としてフェッセンハイムが不可避かつ不可逆的に閉鎖されることに留意し、フェッセンハイム発電所の運転許可の終了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兼最高経営責任者に付与した。

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。

このことに鑑み、また上述の発電量の上限、フランス環境法第L.593-18条および第L.593-19条に規定されている新たな水压試験および定期安全点検の期限、ならびにEDFがフェッセンハイム発電所の操業を継続することができないという事実の双方を考慮し、協定案の要件の一部を調整するために新たな交渉が行われた。

2019年4月4日および同年9月20日に開催されたEDF取締役会において、EDFによる改定版協定の締結が承認された。当該協定は2019年9月27日に署名された。EDFは、2019年9月30日に、フランスの環境連帯移行省および原子力安全当局に対し、運転許可の終了要請とともに、フェッセンハイム原子力発電所の原子炉2基の最終閉鎖の申告書を送付した（原子炉1号機および2号機の停止は、それぞれ2020年2月22日および同年6月30日に予定されていた。）。

補償協定に定められたフェッセンハイム発電所の閉鎖に伴う補償は、予想される発電所閉鎖費用および操業停止による収益損失をカバーするものである。協定の締結時に予想された閉鎖費用の補償は、フランス政府が定める支払スケジュールによって370百万ユーロから443百万ユーロの間で変動する。発電所が閉鎖される2020年には、初回の支払いとして11百万ユーロが支払われる。フランス政府の裁量で予定されている1回または複数回の追加支払いは、閉鎖日からその後4年以内（2024年末までに）に行われる。また、補償には、収益（すなわち将来の発電量からの収益）の損失に対する補償として、フェッセンハイムの過去の発電量の数値に基づき、原子力発電量の販売価格（観測された市場価格を含む。）に基づいて「事後的に」計算された、2041年までの事後支払いも含まれる。

同発電所におけるEDFのパートナーであるEnBWは、一定の条件において、同発電所の発電容量に係る契約上の権利の割合に応じて、かかる逸失利益を受け取る権利を有する。この部分に関して、スイス企業である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（2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記32を参照。）。廃炉の最終目標は、産業利用を可能にする（用地を回復し、その後、土地が産業目的で再利用される）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（ダンピエール施設における研究）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。）。

共有効果には、いくつかの種類がある。

- ・一部は、複数の原子炉が、同一の用地内の共通の建物および施設を共有しているため、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。構造上、同一の用地内の原子炉2基の廃炉に係る費用は、2か所の別々の用地

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、用地内に2基または4基（ある用地では6基）の原子炉が設置されている。

- ・同一の用地内で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、調査費用および用地内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（主要な部品の解体等）、廃炉施設内に複数の廃棄物処理施設を置くよりも安価になる。

学習効果は、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。

かかる学習効果は、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効果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。

特に学習・共有による効果が存在するため、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、生産性の向上および学習効果は反映されていない。

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（2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記48.2「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（2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記48.4「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（2）④パフォーマンス」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」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

2015年3月に提出された稼働許可申請書は一度審査され、2017年6月に更新された。この申請書を修正する文書が、2019年4月に提出された。溶込溶接部の修理の決定を受けて、2021年半ばに稼働許可申請書の再更新が予定されている。同時提出予定の影響調査の全面更新も開始された。

また現在、ASNとともに、フラマンビル3の設計に係る5つの技術仕様書の書換えが行われ、不正確な点および誤解のリスクに対応している。これらの仕様は、稼働許可前に更新する必要がある。この手続には、設備または稼働条件を変更する要請は含まれていないことに留意すべきである。

用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。ASNは、この件に関して、これ以上の技術的要請は有していない。次の段階は、2020年度第1四半期中に開催される公開討議である。これは、一部稼働を許可する決定に至る、行政プロセスの第一段階である。

2019年7月、建設許可令に定める稼働期限の変更申請が、フランスの環境連帯移行省に提出され、2019年9月には同省との協議を経て追加がなされた。当該申請の目的は、溶接修理を考慮に入れかつある程度の柔軟性を残すために、期限を現在の2020年4月ではなく2024年4月に延期することである。

現場作業の進捗

2019年12月末現在、電気機械アセンブリの98%超が完了した。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。

2019年において特徴的であったのは以下の事項である。

- ・初期の電気機械アセンブリの残りが完了した。
- ・計画されていたテストプログラムのほぼ95%が完了し、2019年初めに第1段階の温態機能試験（EAC1）が成功裏に完了した。9月21日には第2段階の温態機能試験（EAC2）が開始され、10月18日に安定した閾値（303℃、154bar）に達し、2020年2月17日にテストが完了した。
- ・立入制限区域および強化保護区域の稼働
- ・多数の建物の仕上げおよび運営チームへの引渡し。例えば、放出建屋、燃料取入口建屋および予備ディーゼル建屋の責任は、現在、運営事業者に委譲されており、これらの設備の高い完成度を示している。

2019年12月末現在、試験の61%および仕上げの79%が完了した。

機器の製造および品質

2019年末現在、原子力部門の設備のほぼすべておよび従来型アイランドが、用地に搬入され、組み立てられた。Framatomeにより製造された一次システム向けの機器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意見に基づき、2017年10月11日に、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結論付ける意見を発表した。

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（機能検査を条件とする。）。
- ・検査の技術的な実現可能性が容器下鏡の検査と同等であることが証明されない限り、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

EDFは、運転中の容器上蓋の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、ASNからの要請に応じて2024年末までに既存の上蓋の使用を終了する代わりに、ASNに対して既存の上蓋を維持する提案を行うことを目指している。それでもなお、EDFは、2024年に交換の必要が生じた場合に備えて、新たな容器上蓋の供給作業を開始するようFramatomeに依頼した。代替の容器上蓋の製造に係る費用は、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 SA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システムの溶接における品質不具合

2017年11月30日、EDFは、蒸気発生器からフラマンビル3 EPRのタービンへ蒸気を導く二次システムの溶接品質における不具合の発見に関して、ASNに対し重大事象の申告を行った。

蒸気発生器からフラマンビル3 EPRのタービンへ蒸気を運搬する回路（主蒸気管）は、「破断防止概念」に基づき設計および製造された。この手法は、設計、製造および稼働中の監視に係る要件の厳格化によるものである。EDFの要求により厳格化されたこの要件には、これらのシステムの建造に係る「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。）。

これらの要件は設計段階で適用されたものの、溶接作業に適切に反映されていなかった。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につながるものではない。

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、稼働前の発電所の状態に関する初期ベンチマーク報告書が作成される。

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係るすべての溶接部の追加検査を開始した。EDFは、2018年12月3日、これらのうち原子炉格納容器建屋の貫通溶接部として知られる8か所について、ASNに特定の検証文書を提供した。

2019年4月9日、ASNは、フラマンビルEPRにおける破断防止のための主蒸気配管の溶接部に影響を及ぼす偏差の調査の一環として、原子力耐圧機器に関する常設専門家グループ（GP ESPN）を招集した。同常設グループは、諮問的意見において、EDFが破断防止の全部または一部を放棄できない場合には、これらの貫通溶接部に関する遵守作業を実施すべきであるとASNに勧告した。この諮問的意見は、ASNカレッジ内における意思決定手続の一部である。この決定は6月19日に発表された。

EDFは、（当該システムの完全性が証明されたため）現在の状態における設備の稼働には安全上のリスクが見られず、また稼働後の改修により採用される改修方法の開発および最適化が可能になるとの見解から、2019年6月7日付の書簡において、原子炉の稼働後にこれらの溶接部を修理する可能性についてASNの意見を求めた。

原子力安全当局（ASN）は、2019年6月19日付の書簡において、EDFに対し、フラマンビルEPRの原子炉格納容器建屋の貫通溶接部8か所について、破断防止基準書から逸脱した溶接部の補修を要請した（「フラマンビルEPR：EDF、原子力安全当局の決定を検討」と題する、2019年6月20日付のEDFのプレスリリースを参照。）。このため、EDFは、3つの修理シナリオ（2019年7月26日付のEDFのプレスリリースを参照。）を評価した。

この作業は、ASNとの協議につながった。ASNは、10月4日にEDFに書簡を送り、これら3つのシナリオの技術的妥当性について議論した。

貫通溶接部の修理に関してEDFが推奨するシナリオは、対象となる配管内で高精度の作業を行うように設計された、遠隔制御溶接ロボットの使用である。この技術は稼働中の発電所のために開発されたものであり、溶込溶接の修理に適したものでなければならない。このシナリオの目標は、2020年末までにASNによって認定および承認され、EDFが作業を開始できるようにすることである。補助防災棟での撤去および改修を含む第2のシナリオは、現在、代替の解決策として維持されている。

2019年10月8日のEDF取締役会において、この溶込溶接部の修理戦略を踏まえてフラマンビルEPRの用地での作業継続が承認された。

さらに、主要二次回路における溶接部の品質不具合またはEDFで規定された破断防止基準書の要件を満たしていない溶接部の修理に関する技術的調査が、可能な限り早期に溶接を再開するために継続されている。

稼働スケジュールおよび建設費用

このような状況のもと、当グループは、2019年10月9日（「フラマンビルEPR：EDFは主要二次システムの貫通溶接部のロボットを用いた修理シナリオを採用し、これに従って建設スケジュールと見積費用を調整した」と題する2019年10月9日付のEDFのプレスリリースを参照。）にフラマンビルEPRに関する新たなスケジュールおよび建設費用の新たな見積額を提出した。選択された修理シナリオのASNによる検証に関する上記目標が達成された場合、溶込溶接部の修理に推奨されるシナリオを実施するための暫定的なスケジュールには、2022年後半における燃料装荷の実施および建設費用の再見積額12.4十億ユーロ（ユーロ（2015年）。中間利息を除く。）（1.5十億ユーロ増）が含まれることとなる。これらの追加費用のほとんどは、投資ではなく、その他の営業収益および営業費用（当社が建設した資産に関連して発生した異常な費用に関するIAS第16号第22項。これらの費用は、2020年、2021年および2022年に影響を及ぼす。その他の条件が同じであれば、2020年のEDFの純利益への影響は－0.4十億ユーロと見積もられ、純利益には影響しない。）として計上される。

また、燃料装荷日の変更に伴い、2020年は、純投資の計算（IAS第16号第17項）において、据付試験段階からの収益が計上されなくなる。新たなスケジュールおよび建設費用の目標は、ASNによる調査（とりわけ主要二次システムの溶接に対応するためにEDFが構想した手順（特に溶込溶接修理のための溶接ロボットの認定））に依然として依拠している。

上記で言及された代替シナリオが最終的に採用された場合、さらなる追加費用が発生し、大幅な遅延が発生する可能性がある。また、その他のリスクも発生する可能性がある（「第3 2（2）④パフォーマンス」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」を参照。）。

(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。プロジェクト企業であ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、Edvanceとともに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。

1号機は、稼働開始からの1年間、特に目立った事象もなく操業された。2019年の純年間生産量は、1号機が11.953TWh、2号機が4.225TWhであった。

2019年、2号機はすべての主要段階を達成し、2019年9月7日の商業運転への道を開いた。

EDFは、台山プロジェクトへの技術サポートを継続しつつ、同時に稼働開始および操業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。2020年の主な課題は、7月初めに開始され80日の期間が予定されている1号機の全面検査の成功に関連するものである。

現在まで、1号機の商業運転は、EDFの想定を下回る料金で実施されており、当該料金は2021年末まで引き続き効力を有する（「第3 2（2）④パフォーマンス」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」を参照。）。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適用される。将来的な料金改定を決定するため、管轄当局との作業が進行中である。

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、EDFグループに対し、2021年半ばまでにフランスにおける原子力発電所の更新プログラムに関する文書を原子力産業部門と共同で作成するよう要請した。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、EPR2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。

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」と結論付けた。フランスの原子力安全当局は、2019年7月16日付意見2019-AV-0329において、「計画中のNM EPR原子炉について採用された安全ハンドブックは、特に規制に関する2017年7月18日付指針（中略）および国際勧告に関して、全般的に満足すべきものであると考えている。」

さらに、2017年、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EPR2と称されるモデルの技術構成の完成に至った。

EPR2はEPRの最適化版であり、産業的観点からはEPRの後継型であるとともに、現在稼働中のEPR用地および発電所からのフィードバックを統合している。

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、産業計画、パートナーの役割および責任、ならびにプロジェクトにおける次の段階を規定している。これに関連して、EDFおよびそのパートナーは、ニュークリア・アイランド、従来型アイランド、補助システム、ならびに冷却源および冷却空洞のためのすべての調査および設備を提供する。EDFはこのプロジェクトに投資を行わない予定である。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NPCILに対して提出された。2019年は、技術的コンバージェンスが大きく進展したことが特徴的であった。

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EPR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。EDFは、FEED（フロントエンド・エンジニアリングおよび設計）として知られるコンサルティング・プロセスの第1段階の落札に成功し、現在プロジェクトの開発段階に参加している。これにより、入札手続への正式な募集が行われることになる（現時点では2020年後半に予定されている。）。

中出力部門においては、EDFは中国（CGNとのUK HPR1000）および日本（三菱重工とのATMEA）との長年のパートナーシップに依存している。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（CGNが66.5%、EDFが33.5%を保有するGNS）を通じて、英国の安全当局による当該中国ベースの技術の認証に向けて協働している。

2019年、小出力発電部門では、今後数十年間で廃炉予定の最も古い化石燃料火力発電所に代替することを目的とした、主に輸出市場向けの300MWから400MW規模の加圧水型のソリューションの開発が進展した。NUWARDTMとして知られるこの製品は、CEA、NavalグループおよびTechnicAtomeと共同で開発されており、海外パートナーとの連携の可能性もある。このために、米国企業であるWestinghouseとの予備的議論が開始された。

（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、以下の2つの軸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、運用段階に入り、特にESPN（原子力圧力機器）、RTI（エンジニアリング技術基準）、EPR 2 およびHPC等の複数のプロジェクトが進行中である。

これに関連して、最初のESPNとRTIのサービスが、2019年9月に利用可能になった。

（ニ） エクセル

12月、EDFは、原子力産業における最高水準の熟練技能、品質および卓越性（「EDF、原子力産業のための卓越的な計画である『エクセル』を発表」と題する、2019年12月13日付のEDFのプレスリリースを参照。）の達成を推進するための計画である「エクセル」を発表した。この計画の実施は、EDFの会長兼最高経営責任者に直属する、製造規格、訓練および資格審査担当の上級役員が監督する。

エクセルの展開は2020年に開始される。当該計画は、以下の3つの基礎に基づいている。

1. 製造品質の向上

- ・よりバランスのとれたリスク・シェアリングを求める顧客および供給業者の関係性を徹底的に見直し、製造規格に沿った契約を確立すること。供給業者の選択においては、品質要件をより重視する。また供給業者も、仕様書の作成および製造性の評価に積極的に関与する。
- ・新たな原子炉の建設のために、期待値の厳格化された新たな供給業者資格審査制度が実施され、今後レベル2以上の下請業者に拡大される可能性がある。
- ・最も重要な作業については、厳格化された認定基準と記録管理システムを用いて、部品の品質を保証する。
- ・製造規格、訓練および資格審査を担当する上級役員は、不具合を調査し、EDF、Framatomeおよび原子力産業全体において、最良の慣行が確実に実施されるようにする。
- ・これらの指針原則は、製造プロセスの品質向上のため、Framatomeの戦略計画に織り込まれた。

2. 技能強化

- ・ EDFは、原子力分野に特化した大学の設立により、GIFENと共同で行っている事業のイニシアチブを強化する。
- ・ 業界知識を活用し、当該知識をEDFのエンジニアリング・センター内に広めるために、ナレッジ・マネジメント・システムが使用される。
- ・ EDFおよび業界全体で、ならびに製造、建設および操業の各分野の間で、多様なキャリアパスが確立される。
- ・ 原子力産業は、業界の基準を満たす資格を有する溶接工の採用および訓練に関する具体的な計画を策定する。

3. 主要な原子力プロジェクトのガバナンスの厳格化

EDFの会長兼最高経営責任者は、主要なプロジェクトごとに、プロジェクトの初期データの検討、目標、費用および期間の設定、関連する財務上のコミットメントの検討ならびに主要な契約の承認の役割を担う戦略委員会の議長を務める。取締役会は、これらの主要プロジェクトの進捗状況について定期的に説明を受ける。

(iii) Framatome

Framatomeは原子力エネルギーの主要企業であり、世界中の原子力発電所に提供している革新的なソリューションおよび付加価値の高い技術が高く評価されている。同社は、そのグローバルな専門技術を活用し、健全な基準に裏付けられて、原子力発電所の計装制御システムのみならず、機器および燃料の設計、保守および設置を行っている。Framatomeは、約14,000人の従業員を擁し、その顧客に対して、毎日、よりクリーンで安全かつ安価な低炭素エネルギー構成を提供することができる。

Framatomeは、EDFグループ（75.5%）、三菱重工業株式会社（三菱重工、19.5%）およびAssystem（5%）により共同保有されている。

Framatomeは、フランス（17か所）、ドイツ（4か所）、米国（8か所）および中国（9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、フィンランド、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。

(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。

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300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31か国で稼働している約396GWeに相当する450基の原子炉（出典：CEA-ÉlecNuc、2019年版、2018年12月31日時点の数値（<http://www.cea.fr/english/Documents/scientific-and-economic-publications/ElecNuc-2019.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・クルーズ、サンマルセルおよびジュモン各工場において、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（原子炉冷却材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。フェッセンハイムの原子炉2号機のHS下部ケーシングおよびグラブリンヌの原子炉5号機に設置されるHS上部ケーシングの製造上の不具合について、仲裁手続が開始された。

2019年、同社は、原子力産業向け重機の製造に特化しているバーカンディーのル・クルーズ工場での増産を継続し、ル・クルーズおよびサンマルセルの機械試験機関についてはISO/CEI17025の認定を受けた。ル・クルーズ工場は、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。

2019年夏、Framatomeは、溶接後の蒸気発生器および加圧シールについて2019年夏に実施した一部の局所応力除去熱処理（SRHT）において、温度範囲の逸脱を検出した（2019年9月10日付プレスリリース「Framatomeによる原子炉の部品製造に係る技術基準からの逸脱」を参照。）。Framatomeは、この逸脱の原因を特定しており、それにより、現在稼働している該当する機器の完全性については問題がないことを保証するための対応策をまとめることができた（「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守」を参照。）。補強証拠となる書類がEDFおよびFramatomeの顧客である他の事業者へ提出され、これらは現在、関連する安全当局により調査されている。2019年11月13日に、ASNに対して行動計画が提示された。Framatomeは、発電所内および作業現場の両方において、Framatomeが供給する設備で使用する他の局所SRHTプロセスのパフォーマンスに関する知識を統合するプログラムを開始した。このプログラムの完了後は、問題となっている設備の一部が修正される可能性が高い。

計装制御システム

Framatomeは、稼働中および建設中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操業計装制御システムまで、原子力計装から操業条件のソリューションの保守まで、シミュレーターからグローバルな計装制御エンジニアリングの専門技術まで、ヒューマン・マシン・インターフェイス・デザインからヒューマン・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。

2019年9月、ヴァージニア州リンチバーグにあるオペレーショナル・エクセレンス・センターに新しいSPEC 200の発電所が開設され、SPEC 200の製品ライン（アナログ計装制御システム）がソリューション・ポートフォリオに完全に統合された。この計画は最近、原子力調達問題機構による監査を受け、SPEC 200プラットフォームの供給について無制限の承認勧告を受けた。

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。

2年半に及ぶ作業後、2019年4月に、新たな溶解炉（真空アーク炉）がユジヌの施設に設置され、これにより最先端の設備を用いて様々な種類の合金を溶解することが可能となった。

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300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、計装制御（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。

米国では、超音波を使用して原子炉容器内の仕切ねじを検査する新たなシステムが開発され、SUSIの水中検査ロボットを補完している。Framatomeは、顧客の要求に応じて、この2つのソリューションのいずれかを導入できるようになった。

また、2019年10月に米国企業のFoxGuard Solutionsを買収した。これは、コンサルタント業務、マネージドソリューションの導入、特定の安全装置および制御システムハードウェアをはじめとする、エネルギー業界向けサイバー・セキュリティ製品のためのさらなる資源を提供する企業である。

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1号機および2号機）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。2019年9月7日に、世界で2基目のEPRとなる台山2の商業稼働を開始した。

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) 2019年におけるFramatomeの主要な実績

1月に、Framatomeは、改良された燃料ペレットおよび被覆管で構成された、初となる改良型事故耐性燃料（EATF）を米国ジョージア州のヴォーグル発電所に供給した。

2月に、フィンランドの電力会社であるFortumが運営するロヴィーサ原子力発電所のI&Cシステムの予防保護システムの変更が完了した。同システムは、発電所の運転上の安全性に貢献し、2016年に開始された発電所のI&Cシステムの近代化プログラムの一部を構成している。

アリゾナ州フェニックス近郊でArizona Public Serviceが運営するパロヴェルデ原子力発電所2号機の燃料製造および関連サービスに関する契約も締結された。

Wolf Creek Nuclear Operating Corporationとの間で、米国カンザス州のコフィー郡原子力発電所における新たな保守技法の導入に関する契約も締結された。

Framatomeは、スイスの電力会社であるKernkraftwerk Gösgen-Däniken AGが運営するゲスゲン発電所のバックアップ用ディーゼル発電機4基の改修を完了した後、4月に、当該原子力発電所の原子炉の保護システムの近代化を図るための新たな契約を締結した。これにより、当該原子炉にFramatomeのTELEPERM XSデジタル安全I&Cシステムが全面的に装備されることになる。

7月に、FramatomeおよびKinectricsが、米国のBruce Powerと提携し、前立腺癌の治療に用いられるルテチウム-177として知られる主要な医療用アイソトープを生産した。

10月に、SiemensとFramatomeで構成される仏独のコンソーシアムが、フィンランドのハンヒキヴィ原子力発電所の主要なI&Cシステムの供給契約およびハンガリーのパクシュ2原子力発電所の自動プロセス制御システムの供給契約を締結した。

また、10月に、ITERが、Framatomeを含む仏中のコンソーシアムに大型契約を発注した。当該契約は、ITERの核融合プロジェクト施設におけるトカマク施設の組立および設置に関するものである。

11月に、ノルマンディーのルグル工場に新しい熱間圧延機が設置された。この設備は、板金の製造に使用されるジルコニウムの大きなストリップを圧延することができ、その板金は原子力発電所の燃料集合体を製造するために使用される。

(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。

原子力の安全性に関する2019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。）

2018年と同様、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場において、安全性または放射線防護に関する重大事象はなかった。

2019年に、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場は、INES 0に分類される重大安全性事象（ESS）20件およびINES 1に分類されるESS 4件を申告し、INES 2に分類されるESSはなかった。申告された事象の件数は、2018年と比較して横ばいであった。

2019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2019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（2019年12月31日現在の連結財務書類の注記48.6「FRAMATOMEおよびCYCLIFE FRANCE（IHSOCODEI）の専用資産」を参照。）。

(iv) フランス本土における火力発電

2019年のフランスにおいて消費が低迷している状況で、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。

2019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2.3%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

2019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)	2019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)	
					2019年 12月31日	2018年 12月31日
石炭	580	3	1,740	1983年および 1984年	0.8	3.9
	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	0.2
	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	8.8	6.9
	585	1	585	2016年		

(ロ) 火力発電に関する課題

過渡期にある石炭火力発電所

EDFは、2013年から2015年において10基を閉鎖後、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）を維持していた。これらの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（二酸化硫黄排出量の90%を削減し、窒素酸化物排出量の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。

フランスの2019年から2028年の複数年にわたるエネルギー計画（PPE）では、2022年までにこの燃料による発電の全廃が求められている。しかしながら、RTEが最近行った暫定的な検討では、いくつかのシナリオにおいて、コルドメ発電所での限定的な発電を2024年まで（またはさらに2026年まで）維持する必要があることが明らかになった。そのため、2019年に、ル・アーブル発電所およびコルドメ発電所の減価償却期間を修正した。さらに、フランスの「エネルギーおよび気候」法では、これらの発電所について二酸化炭素排出量の最大基準値を定めており、それによりこれらの発電所の2022年以降の年間稼働可能時間が数百時間に制限されることになる。この法的メカニズムでは、2022年以降もかかる施設の操業を継続するか否かを決定する責任は運営者が負い、補償に関する規定はない。

2019年末、EDFは、2021年4月1日にル・アーブル発電所での発電を停止することを決定した旨を発表した。

もう1つの進展としては、2016年に、EDFは、植物性廃棄物および木くずから燃料を生産するエココンバスト・プロジェクトを開始した。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。2020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ことを目指している。この燃料は、2022年以降、コルドメ発電所のボイラーで少量の石炭との混焼に使用される。

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と提携してブシャンにおける次世代CCGT発電所の操業を開始した。かかる火力発電所の近代化により、二酸化酸素、窒素酸化物および二酸化硫黄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。

ブシャンのCCGT発電所は、General Electricの新種の大容量「9HA」タービンを備えている。この革新的な9HAタービンを備えたCCGTは、その容量（30分未満に600MWの発電が達成可能）および発電量（基準型のCCGT発電所における57%から58%の間の平均発電量に対して60%超）が向上しており、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の二酸化炭素排出量の3分の1に値する、平均約360g/KWhという良好な環境パフォーマンスを提供する。この発電所は、特定の運転条件において、過去最高となる62.22%の発電量を達成した。同発電所は、2016年春に稼働開始してから2017年12月にその所有権がGeneral ElectricからEDFに引き渡されるまで、プロトタイプとしての検査が行われた。同施設は、2019年において着実に稼働（6,015時間）し、2.8TWh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）③（i）（イ）化石燃料火力発電に適用される規制」を参照。）。

2019年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、約9.85TWh（2018年は11TWh）の純発電量に対し、5.4百万トン（2018年は6.4百万トン）の二酸化炭素を排出した。2019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、545g/KWh（2018年は579g/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、2019年における火力発電所の発電量の89%超（2018年は62%）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、2019年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、0.7ktの二酸化硫黄（SO₂）、2.6ktの窒素酸化物（NO_x）および0.02kt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（NO_x）については4倍、二酸化硫黄（SO₂）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グループの温室効果ガス排出量を、2030年までに30百万トンを下回るまで削減すること（EDFグループの1つ目の企業社会責任目標）。
- ・EDFグループの二酸化硫黄（SO₂）、窒素酸化物（NO_x）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

2019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、2018年に比べて運転量が低下したことにより9.85TWhとなった。

2019年において、石炭ユニットは0.8TWhを供給し、CCGT発電所は8.8TWh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。

2019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（2019年12月31日現在の連結財務書類の注記33を参照。）。

2019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。2019年に実施された作業のほとんどは、コルドメおよびル・アーブルのユニットからのアスベスト除去ならびにコルドメ、ヴィトリーおよびリシェモンにおける解体に関するものであった。

この作業に続いて、EDFは、多くの専門家による鑑定および（特にアンベ、ロワール・シュル・ロースおよびポルシュヴィルにおいて）土壌汚染除去作業を委託し実施した。

EDFは、自らのニーズを確保するために、空間を正確に配分し、計画規制の現地モニタリングを実施することで、敷地のポテンシャルを可能な限り維持するように配慮している。

このように土地と空間の管理を区別することで、EDFの土地を占有問題から解放する（新たな土地資源を解放し、生物多様性の可能性を引き出し、自然の土地を回復する）ことが可能になり、当グループの新たなニーズを考慮し、地方自治体の新たな活動の展開を支援することができるようになった。

(v) 再生可能エネルギーの発電および貯蔵

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

水力発電は、世界で主要な再生可能エネルギーによる発電であり、その推定総設備容量は1,293GW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2019年再生可能エネルギー容量統計）、そのうち121GW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。国際エネルギー機関（IEA）によれば、2019年から2040年の期間において、新設容量の約8%を水力発電が占めると予想されている。

2018年におけ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496GW（このうち162GWを中国が占める。）に対し、540GWとなった（このうち180GW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）の2019年再生可能エネルギー容量統計）。IEAによれば、2019年から2040年の期間において、新設容量の20%を風力発電が占めると予想されている。

2018年における全世界の洋上風力発電の合計設備容量は、前年における19GWに対し、23GWとなった（全世界の洋上風力発電容量の出典：国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の2019年再生可能エネルギー容量統計）。IEAによれば、洋上風力発電所の設備容量は、2019年から2040年の期間において、15倍に増加する可能性がある。

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386GWcに対して480GWcとなった（24%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）の2019年再生可能エネルギー容量統計）。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。IEAによれば、2019年から2040年の期間において、新設容量の35%を太陽光発電が占めると予想されている。

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267基の大規模ダム（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2019年に計算されたもの。大規模ダムの総数データは、これらのダムにおけるEDFグループの保有株式持分の有無を問わない。大規模ダムの連結での正味の数合計262基。）を有している。当グループはまた、競争力の高い産業部門（主に風力および太陽光）の開発においてもリーダーである。EDFの目標は、2023年末までに太陽光発電および風力発電の純設備容量を18.0GWにすることである。再生可能エネルギーは、既に当グループ全体の設備容量の4分の1を占めている。

2019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(*)

(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	20,548	1,503	260	231	1	240	22,783
欧州（フランスを除く。）	1,079	1,778	96	4	-	-	2,957
米国	205	3,943	833	-	-	-	4,980
アジア	432	279	179	-	-	-	890
アフリカ	-	323	381	-	-	-	705
純設備容量合計	22,264	7,827	1,749	235	1	240	32,315

(*) 主要な非財務上の業績評価指標。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。

電力貯蔵は、ダムの水を用いる揚水発電所（STEP）の建設により、1970年代から開発されており、これにより、フランスをはじめとするいくつかの国において電力貯蔵の経済的便益を実証している。

現在は、様々な電力貯蔵ソリューションが利用可能である。これには、力学的エネルギー（慣性フライホイール、高所貯水）、電気化学的エネルギー（電池、フロー電池）および化学的エネルギー（電気分解によって生成したガスを燃料電池の充電に使用）による貯蔵が含まれ、いずれも成熟度、電力、エネルギー回収性能、エネルギー密度、応答時間、寿命等に関して独自の特性を有する。

貯蔵技術が大規模に展開できるようになるまでにはさらなる課題が残っているものの、近年の急速な進歩により、信頼性が高く、安価または再生可能な地域の電力へのアクセスが可能になるという消費者の期待に応えるソリューションを開発する新

たな機会が既に創出されている。IEAによれば、全世界の蓄電池の設備容量は8GWであり、この数値は今後急激に増加する可能性が高い。IEAの予測では、全世界の蓄電池の設備容量は、2040年には300GWから550GWになり得る。

(イ) フランスにおける水力発電

2019年、フランス本土におけるEDFの水力発電量（揚水発電を含む。）は、合計で39.7TWhとなり、発電量合計の9%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。

2019年末現在、フランス本土におけるEDF SAの水力発電所（EDF Hydro、すなわち（被支配子会社であるか否かを問わず）子会社および国境地帯の事業体を含む、フランス本土におけるEDF SA）は、432基の発電所から構成され、その平均運転年数は75年（算術平均）である。

水力発電所	2019年12月31日	2018年12月31日
最大容量合計 (GW)	20.1	20.0
揚水発電を含む発電量合計(*) (TWh)	39.7	46.5
揚水作業による消費量 (TWh)	6.3	7.3

(*) 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。

EDFは、EDF SAおよびEdevの関連子会社を通じて他の発電所も運営している。これらのインフラの運営は、水力発電技術におけるEDF SAの能力および専門技術の恩恵を享受している。

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の発電所の設備容量の23%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	16.5TWh
人工池	8.2GW	14.5TWh
調整池式発電所	3.1GW	8.1TWh
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使用もしくは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の重大かつ永続的な懸案事項である（「第3 2（2）④パフォーマンス」のリスク要因「4 B：水力発電の安全性リスク」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。

- ・発電所の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、河川で作業する人員に関する情報、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、67のダムが、該当する知事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、（洪水防止の観点から建設または開発されたインフラに適用される規則および水力インフラの安全規制に関する2015年5月12日付命令第2015-526号に基づきフランスの法律に定められ、フランス環境法に規定されている分類による）AクラスおよびBクラスの239のダムそれぞれについて、10年ごとまたは15年ごとに（各々AクラスのダムおよびBクラスのダムに関する）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のウェブサイトですぐ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。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。

(c) 水力発電所の性能

2019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470百万ユーロ超の支出を行った。

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。

最大級の発電所の信頼性を向上させるために、EDFは、5つの地域動作センターから（温度および振動といった）機械の物理的パラメータを監視している。これにより異常を迅速に検知することが可能となり、また機械の状態および動作に精通したことで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2019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。2019年の主要なポイントとして、変電所の導入による優れた発電実績、現金主義経営、市場のニーズと価格に基づくダウンタイムの最適化、および10月まで水利条件が非常に悪かったために発電量が影響を受けたことが挙げられる。

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39.7TWhであった。

2019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4.0%という低い率であった（2018年は4.5%）。水力発電設備全体の稼働率、すなわち年間のうち発

電所がフル稼働した時間の比率は、2018年は99.2%であったのに対して、2019年においては99.3%であった。2019年の損失率は4.0%であった。

EDFは、とりわけ電気設備の改修、I&Cならびに情報化された経営、維持管理および運転のソリューションを通じて、水力発電所の維持管理および運転の近代化を行った後も、引き続きその資産の最適化および近代化を図っている。

変動型再生可能エネルギー（太陽光および風力）の拡大に関連するニーズを予測して、水力発電資源の柔軟性の向上を図り、欧州の日中電力取引の進展によってもたらされた機会を捉えるために発電所の運転を適応させることに重点を置いている。

(d) 水力発電に関する課題

フランスの2019年11月8日付「エネルギーおよび気候」法により、水力発電開発がフランスのエネルギー政策目標として定められた。EDFは、施設の水力発電能力を向上させるという課題に取り組むために、適切な構造を導入することを決定した。水力発電は、再生可能エネルギーの生産およびその拡大に加え、地域の水資源の管理においても重要な役割を果たしている。

委託契約の更新に関する課題

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）③（iii）水力発電施設およびその他の再生可能エネルギー発電施設に適用される規制」および「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「1 C：水力発電委託の規制枠組みの変化」を参照。）。

EDFは、フランス本土の水力発電容量の80%、水力発電量の66%を担っている。

水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従い、水力発電の委託には75年の当初期間がある。2012年までに満了した委託の大半は、30年から50年の期間で更新された。しかしながら、フランス政府は、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、「第2 3（3）③（iii）水力発電施設およびその他の再生可能エネルギー発電施設に適用される規制」記載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。この点について正式警告を決定するための交渉が、フランス政府と欧州委員会との間で行われている。実際、欧州委員会は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第1章第106条（同条第102条と併せて読まれるものとする。）に基づき、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、フランス政府がフランスにおける水力発電委託の大部分をEDFに発注し、EDFとの契約を更新することにより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ため、上記の条文に違反していると考え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、これは欧州委員会が採択する最終決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する当事者として、正式通知の写しを受領し、2016年1月4日、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、特にフランス市場の実績を考慮して、2019年においても継続した。

さらに、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7か国も、正式警告を受領した。それは、オーストリア、ドイツ、ポーランド、スウェーデン、ポルトガルおよび英国で、イタリアはさらに2回目の正式警告を受けた。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主張した。フランス政府は、欧州委員会に対して返答するために2か月の期間が与えられていた。

開発

EDFは、近年、その水力発電所について、いくつかの大規模な開発プロジェクトを実施してきたが、もうすぐ終了する。

- ・2019年度第4四半期に開始したラ・コッシュの新しい240MWの揚水発電所の建設。
- ・ラ・パティ発電所において改修および発電量の増強を行い、発電容量を600MWまで増加させた。この工事は2019年に完了した。
- ・2020年に操業開始予定のロマンシュ・ガヴェ（発電容量93MW、発電可能量55GWh）における新規プロジェクト。

EDFはこの拡大を継続する予定である。実際、水力発電は、発電量の低炭素性と、他のエネルギー貯蔵ソリューションをはるかに凌ぐその柔軟性および貯蔵容量により、エネルギー移行において重要な要素である。

この目標は、以下に挙げるいくつかの方法で活用されている。

- ・フランスの海外県および海外領土において、これらの地域の複数年エネルギー計画（PPE）で特定されたニーズに対応するために、水力発電プロジェクトを開発している。
- ・維持流量タービンの開発を継続している。その目的は、2015年以降に既に稼働している追加の合計容量4.5MW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部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。いくつかの新規プロジェクトについて、現在から2020年までの間の稼働が検討されている。
- ・委託契約で管理されているインフラの容量を増設している。フランスの2019年11月8日付「エネルギーおよび気候」法の規定により、当該行政当局による承諾などのいくつかの条件を満たすことを条件として、容量の増設を実施するために申告手続を利用することが可能である。EDFは、2020年にいくつかの開発に向けて、容量の増設に関して検討を開始する予定である。
- ・フランス都市部の小水力発電部門（大部分は小中出力の発電施設で、その発電量はほとんどの場合12MW未満であるが、20MWから30MWに及ぶこともある。）における目標を2つの方法で強化している。1つ目の方法では、損益アプローチを使用して、これら237基の発電所（2019年の発電可能量は5,500GWh）の専用資産を管理することにより、既存の発電所においてこの部門のパフォーマンスを改善する。2つ目の方法では、買収およびいくつかの売却（特に、CREの入札（例えば、EDFはSHEMAの子会社を通じて合計9.4MWの入札5件を落札した。）の一環として行っている、いわゆるグリーンフィールド・プロジェクトの開発）ならびに既存の発電所の容量の増設により、この部門においてさらに60MWの増強を目指す。
- ・エネルギー移行に伴い必要な貯蔵量、および気候変動を考慮して非常に低い水位を補う必要性の増大に対処するための大型プロジェクトが開発されている。したがって、揚水発電所は、フランスの電力システムにおけるエネルギー移行および変動型電源の統合において重要な役割を果たしている。EDFは、その貯蔵計画を通じて、フランス国内外において、この水力発電資産を強化する予定である。特に、EDFは、トリュイエール渓谷の大型プロジェクトの指揮を執っているが、これは必要な貯蔵量に対処するためにトリュイエール川およびロット川上流の委託契約を延長するものである。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。

水力発電所が位置する渓谷地における地域への定着

EDFは、水力発電所が位置する渓谷地および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。

これに関して、EDFは、地域に根差した活動を行うことを明確に約束しており、対話に基づく責任ある委託管理者としての姿勢と、すべての利害関係者との共同構築を組み合わせて、「1地域に1つの川（*Une rivière, un territoire*）」の機関を通じて地域経済の発展を支援している。

- ・EDFの「責任ある水力発電の委託管理者」の方針は、経済的、政治的および非営利の利害関係者ならびに運営されている水力発電インフラの近くに居住する住民との共同作業を特徴とする。これは、「水力地帯」のために水力発電事業の経済的成果を最大化し、それによって現地の工業資源のネットワーク（供給業者討論会では、様々な水力発電事業に特化した1,000社を超える地元企業が挙げられている。）および渓谷のすべての利害関係者の利益となる地域サービスを提供するという、2つの主要な柱を中心に構成されている。フランス都市部におけるEDFの水力発電事業の雇用の影響に関する初期評価では、約3,280人の間接雇用の存在が示唆されている。
- ・「水力地帯」における利害関係者との協議を通じた継続的対話（コレーズ県（マシフ・セントラル）での「観光について話そう（*Parlons Tourisme*）」の協議、および水位がランスの海側端部の要件に合致していることを確認するために2020年に適用されるランス河口の水位に関する新しいハンドブックの作成）、地域の利害関係者との付加価値プロジェクトの共同構築（タルヌの「アイ・ラック・イット」などの地域開発政策）、日常的なマルチサービス情報およびデータ交換インターフェースの開発（アルプス、ピレネーおよびマシフ・セントラルのいくつかの渓谷を対象とする「私の川と私（*Ma Rivière & Moi*）」）のアプリケーション）。

この2つの柱は、「未来の労働現場（*Chantier d'Avenir*）」の方針の一環として、主要な労働現場でも実行されている。2019年、この方針により、サヴォワ県のラ・コッシュおよびアリエージュ県のサバルの水力発電の労働現場を、経済的成果、地域の雇用ならびに地域住民およびその他地域の利害関係者との強化された継続的対話の観点から、地域との利益配分に基づき、地域レベルで定着させることができた。

EDFは2012年に「1地域に1つの川（*Une rivière, un territoire*）」という専用のプログラムを開始した。これは引き続き拡大し、ライン渓谷に特化した8つ目の機関が開設された。2013年以降、この地域プログラムは、40社を超える地元企業への融資を通じて、340人超の雇用を創出または維持してきた。8つの「1地域に1つの川」の機関は、雇用を通じて（かつ雇用の

ために) 一体化し、渓谷地において持続可能な経済活動を展開し、公共部門および民間部門の事業主催者を支援し、主に農村地域において革新を展開することを目指し、それぞれの地域に合わせた行動戦略を展開している。

水へのアクセス管理

フランスにおいてEDFが運営しているダムの貯水容量は、七十億立方メートル超である。水力発電インフラは、発電だけでなく、水管理にも利用されているため、EDFは地域の生活および経済発展に大きく貢献している。

例えば、EDFは、洪水時には一定の流量制限を行い、干ばつ時には水位低下分を補給する。

EDFは、これらのイニシアチブを、ガロンヌ川、オード川、アルデシュ川、ヴィエンヌ川およびモゼル川の流域の水域環境およびその他水の利用に便益をもたらすために行っている。また、EDFは、主要な貯水池では観光に見合った水位を維持しており、それにより、共同政策イニシアチブの一環としてレクリエーション活動および観光経済が発展している。同様に、EDFは、河川がカヌーやカヤックなどのスポーツおよびレジャー活動に対応可能な水位を維持していることを確保している。

また、デュランス・ヴェルドンおよびサンカシアン（アルプ・マリティーム県）の貯水池は、プロヴァンスの農業水利およびコートダジュールの飲料水供給において基本的な役割を担っている。

水管理は、様々な利害関係者と協議の上で行われている。場合によっては、地方議員、漁業者、農家ならびに観光地および工業用地の管理者との間の契約も含まれる。したがって、EDFは、地域の水管理のガバナンスにおいて主要な利害関係者である。例えば、EDFは、革新的な「流域コーディネーター委任」制度を設け、EDFのすべての事業ラインが、流域委員会および水関連機関の理事会などの水関連当局に代表を置くようにしている。水管理に関するEDF内でのこのような代表制および協調的な行動により、EDFの事業は持続可能であることが確保され、水資源の共同管理が促進される。

EDFは常に、水生の生物多様性に対するインフラの影響を最小限に抑え、維持流量レベルを遵守し、インフラをリストに掲載されている水路の魚道に合わせ、脆弱な環境に影響が及ぶ場合にはそれに合わせて操業手順を変更している。

(ロ) 太陽光発電および風力発電

(a) 風力発電

風力タービンは、風から得たエネルギーを電力に変える。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ともに、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 (iii) (ロ) (b) 風力発電に適用される規制」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2 MW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。LuminusおよびEdisonの子会社も、陸上風力発電に意欲的に取り組んでいる。
- ・洋上風力発電は、急速に拡大している分野であり、その費用は近年大幅に減少している。この分野の発展は、とりわけ様々な国において専用の入札が開催されたことにより支えられてきた。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5 MW超であり、現在は最大で12 MW）、風がより確実であるため生産量がより高いことである。海洋環境に特有の性質により、この分野は建設、操業および維持管理という点では特定の課題に直面している。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。

(ハ) その他の再生可能エネルギー

(a) 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。

（b） 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。

(c) 蓄電池貯蔵

電気化学電池は、それぞれが電極、セパレーターおよび電解質で構成されるセル（単電池）の集合体である。電極と電解質の種類は、鉛、リチウム、ニッケル-カドミウム等、対象となる蓄電池技術によって異なる。電池に係る費用は近年大幅に減少している。

エネルギー貯蔵は、急成長している分野である。EDFはこれに貯蔵計画（「第2 3（2）①（v）（二）EDF Renewables」を参照。）を通じて携わっており、その一環として、とりわけ断続的な再生可能エネルギーからの発電を拡張するために、電池の配備が必要とされている。

(d) 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は、EDF Renewablesが探求している有望な手段の1つである。電力を生み出すことに加えて、この技術により電力を貯蔵することが可能となる。

(二) 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が主に行っている。EDF Renewablesグループに属する企業は、2019年12月31日現在、3,685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、陸上および洋上の風力発電において強い存在感を示しているだけでなく、その太陽光発電事業を促進することで、再生可能エネルギー市場の活性化に全面的に携わっている。EDF Renewablesはまた、EDFの貯蔵計画に沿って貯蔵分野にも進出しており、かかる貯蔵計画では2035年までに大規模な蓄電池からの4GWを含めて新たに10GWの容量が必要となる。最後に、EDFは、分散型の再生可能エネルギーの分野（屋上太陽光発電）で、フランスにおいては（EDF ENRの子会社を通じて）個人顧客および企業顧客に対して、さらに最近では米国および中国において（EDF Renewablesの子会社を通じて）企業顧客に対して、その存在を認められている。

EDF Renewablesでは、その設備容量が著しく増加した（過去5年間にわたって年間平均で11%増）。2019年12月31日現在、EDF Renewablesは12,606.6MWの総設備容量（純設備容量は8,123.2MW）および現在建設中の5,041.3MWの総設備容量を有している。貯蔵プロジェクトを除くと、プロジェクト・ポートフォリオは2019年末に合計30.4GWであった（貯蔵プロジェクトを含めた場合、プロジェクト・ポートフォリオは合計32GWである。）。EDFグループは、2023年までに18GWの再生可能エネルギー（水力発電を除く。）の純設備容量を達成することを目標としている。

EDF Renewablesは、20か国を超える国々で操業し、中でもその主な歴史のある地域である北米（米国、カナダおよびメキシコ）および欧州（フランスおよび英国を中心とする）においては、再生可能エネルギー資源からの電力の開発および生産におけるベンチマークとなる企業の1つである。EDF Renewablesは、その事業の地理的なバランスにも取り組んでおり、再生可能エネルギーにおいて大きな成長潜在力を有するブラジル、中国、インド、アラブ首長国連邦、サウジアラビアおよびエジプトといったその他の国々においてその存在感を高めている。

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。EDF Renewablesは、必要に応じて同社自身で、または共同でプロジェクトの開発を行っている。

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。2019年にDSSAにおいて販売された純容量は1,337MWであった。

部門別および国別設備容量

(単位：MW)	2019年12月31日現在		2018年12月31日現在	
	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
米国	3,424.5	2,605.4	3,704.5	2,605.5
フランス	1,652.6	1,485.3	1,536.0	1,328.1
英国 ⁽³⁾	591.7	184.6	591.7	184.6
トルコ	661.6	267.4	661.6	267.4
ポルトガル	546.5	205.0	546.5	205
カナダ	784.7	618.4	724.7	588.4
メキシコ	391.5	229.5	391.5	229.5
イタリア	39.8	25.2	424.2	298.1
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	219.3	102.6
南アフリカ	110.6	55.8	110.6	55.8
モロッコ	0	0	50.4	50.4
ポーランド	0	0	106.0	106.0
インド	269.0	176.5	164.0	82.0
ブラジル	182.0	182.0	182.0	182.0
デンマーク	6.0	6.0	6.0	6.0
ドイツ	187.3	185.3	185.8	183.8
チリ	115.0	57.5	115.0	57.5
風力合計⁽⁵⁾	9,771.6	6,651.6	10,309.2	6,797.8
太陽光				
フランス	334.5	210.8	230.4	174.9
米国	151.8	151.8	394.0	205.4
分散型エネルギー（フランス） ⁽⁶⁾	0	0	66.3	40.1
イスラエル	295.1	192.5	295.1	192.5
インド	207.0	99.7	207.0	99.7
イタリア	0	0	76.9	74.3
カナダ	61.4	42.4	61.4	42.4
ギリシャ	12.1	12.1	12.1	12.1
ブラジル	398.5	199.3	398.5	199.3
チリ	261.0	130.5	261.0	130.5
アラブ首長国連邦	660.2	105.6	266.0	42.6
中国	98.3	79.1	14.0	10.5
メキシコ	119.6	119.6	119.6	119.6
太陽光合計⁽⁵⁾	2,766.0	1,426.6	2,402.3	1,343.8
その他部門				
水力発電	0	0	0.0	0.0
バイオガス	0	0	70.0	70.0
バイオマス	0	0	40.0	40.0
貯蔵	69.0	45.0	69.0	45.0
その他部門合計⁽⁵⁾	69.0	45.0	179.0	155.0
合計⁽⁵⁾	12,606.6	8,123.2	12,890.5	8,296.6

(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。
- (6) 2019年にEDFグループ内に移転された。

2019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され持分法で会計処理された施設の発電量は、23.4TWhであった。2019年末における負荷率は、陸上風力発電において31%、太陽光発電において14%に達した。

風力発電

陸上風力発電

2019年中にEDF Renewablesは、陸上風力発電の開発を積極的に進め、これによりEDFグループのCAP2030戦略計画に寄与した。EDF Renewablesの陸上風力発電の総発電量は、2019年末現在において9,771.6MWとなった。2019年には総容量714.4MWの陸上風力発電所が稼働し、建設中の陸上風力発電所は、2019年12月31日現在、合計で2,496.7MWの総容量を占めた。

フランス

EDF Renewablesは風力発電における成長を続け、2019年にはレ・タイヤール（27.2MW）、ロゼール県（オクシタニー地域圏）およびペイ・ダングルール（22MW）、マルヌ県（グラン・テスト地域圏）の風力発電所で約119.7MWの容量を追加で稼働した。これらの新たな容量に加えて、合計で約171.2MWの複数の風力発電所が建設中であり、これにはロング・ロワ（47MW）が含まれる。フランスにおける陸上風力発電の発展には、リパワリングまたは更新（耐用年数の終了時における施設の総点検）による刷新および最初の法人電力供給契約の締結も含まれている。EDFの子会社であるAgregioと連携して、ランド県を拠点とする共同運営グループであるMaïsadourとFEDA（Forces électriques d'Andorre）との間で法人電力供給契約が締結された。これによりMaïsadourの発電所は、オード県フィトゥーのコミューンにあるEDF Renewablesの風力発電所で発電された12MWの電力の供給を受けている。FEDAは、オクシタニー地域圏のEDF Renewablesの風力発電所からの再生可能エネルギーを利用している。

英国

2019年、EDF Renewablesは、スコットランドで発電される予定の54MWの風力発電量について、2つの15年間の電力販売契約をTescoと締結した。これらの契約の実施について、EDF Renewablesは、10.8MWの容量を有するバーンフット・イースト風力発電所を含む2つの風力発電所を建設する予定である。

ドイツ

2019年に、EDF Renewablesは、この分野では定評のあるドイツの企業、Altus AGが現在開発中の約300MWの容量を有する風力発電プロジェクトのポートフォリオを取得した。

イタリア

2019年、EDF Renewablesは、その資産をEdisonに譲渡した（「第2 3（2）⑤（ii）（ニ）イタリアにおけるEDF Renewables」を参照。）。

ポーランド

2019年、EDF Renewablesは、ポーランドにおけるそのすべての風力発電所（106MW）を売却した。

米国

2019年に、EDF Renewablesは、陸上風力発電の持続的な開発を続け、1.132GW相当のプロジェクトの建設が開始された。EDF Renewablesはまた、ミネソタ州のストーンレイ風力発電所（100MW）の稼働およびボブキャット・ブラフ（162MW）のリパワリング・プロジェクトも開始した。

従来の電力契約に加え、EDF Renewables North Americaは、民間契約を通じた電力販売を展開した。1,300MW超の風力発電容量に相当する民間契約が、Google、Microsoft、Procter & GambleおよびSalesforceといった企業との間で締結された。

カナダ

EDF Renewables Canadaにより50%が保有されるロムニー・プロジェクト（60MW）が稼働開始した。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、EDF Renewables、カナダおよびカイナイ族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。

インド

2019年初めに、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。

ブラジル

EDF Renewables Brasilは、ブラジルの規制当局および配電事業者により開催された入札で長期電力供給契約を落札し、風力発電を發展させている。2019年には、これらの入札において、EDF Renewablesが提示する292MW相当の風力発電プロジェクトが落札された。

サウジアラビア

2019年に、EDF Renewablesは、Masdarとのコンソーシアムでデュマト・アル・ジャンダル風力発電プロジェクトの入札を獲得し、サウジアラビアにおける足掛かりを得た。416MWの設備容量を有するこの発電所は、サウジアラビアで最初の風力発電所となり、中東においては最大の風力発電所となるであろう。風力発電所の建設は2019年夏に開始された。

メキシコ

2019年末現在稼働中の、EDF Renewablesの陸上風力発電の総容量は391.5MWであった。

2019年12月に、EDFは、メキシコのEDF Renewablesの子会社により運営される、計画中のグナー・シカル風力発電所に関して、フランスの「注意義務」法に従って出された正式通知に対応した。2018年には、この正式通知に署名したNGOの1つが、OECDのフランスの連絡窓口（NCP）に同じプロジェクトについての問い合わせを行っていた。OECDの調停プロセスの中で、EDFグループは、2つの原告との討論会に参加し、提起された課題に対して既にいくつかの対応を行っている。

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發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。これらは全体で約1,430MWの容量となり、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。パートナーシップの取決めに、フェカンおよびクルル・シュル・メールのプロジェクトのためにEDF Renewables、Enbridgeおよびwpdが集結した。サンナゼールのプロジェクトについては、EDF RenewablesはEnbridgeと提携している。2018年、フランス政府は、これら3つの洋上風力発電所のプロジェクトを是認し、2019年夏に、国務院はサンナゼールの洋上風力発電プロジェクトの運営の許可に反対する訴えを退けた。国務院はまた、クルル・シュル・メールおよびフェカンの洋上風力発電プロジェクトに係る海上の公有地に対する利権に反対する訴えも退けた。サンナゼールの風力発電所の建設は、2019年9月に開始された。

ダンケルクのプロジェクトは、フランス政府により開始された入札を経て、2019年6月に落札された。将来的にダンケルク風力発電所は、およそ600MWの設備容量を有することとなる。この成功を収めたコンソーシアムは、EDF Renewables、InnogyおよびEnbridgeにより構成されており、今後ダンケルク風力発電所の設計、建設、運営および維持管理を行う予定である。

さらに2019年に、EDF Renewables UKは、アイルランドの電量会社ESBと協力して、将来のNeart na Gaoitheの洋上風力発電所の建設を開始した。この450MWのプロジェクトは、スコットランドの東海岸のフォース湾に位置している。すべての必要な行政上の許可が取得されている。このプロジェクトはまた、114.39英ポンド/MWh（2012年の値）の料金での15年間の差金決済取引（Cfd）に加えて、送電網接続契約も有している。EDF Renewablesは、アイルランドの大手供給会社であるESBとの協力関係を築き、ESBはこのプロジェクトの50%の持分を取得している。

EDF Renewables USは2018年末に、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。このジョイント・ベンチャーは、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）内の洋上風力発電プロジェクトの開発に重点的に取り組んでいる。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。このエリアは、電力需要の高い人口密集地域近くの比較的浅い水域において、強力かつ安定的な風力発電資源を提供している。

最後に、EDFは2019年に、中国において2つの洋上風力発電プロジェクトを共同で建設することを目指して、China Energy Investment Corporation (CEI) という電力会社とパートナーシップを結んだ。この東台4および5の洋上風力発電プロジェクトは、総容量が500MWであり、EDFグループが中国で初めて達成する洋上発電プロジェクトとなるであろう。

太陽光発電

EDF Renewablesは、様々な技術の再調整を行うことを目的として太陽光発電の拡大を続けている。2019年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2018年末から純設備容量が82.8MWp（6%増）増加して、2,766.0MWp（純設備容量は1,426.6MWp）となった。EDF Renewablesは、総設備容量1,479.8MWp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

EDF Renewablesは、2020年から2035年の期間にフランスにおいて新たな太陽光発電の容量の30%を開発し、建設することを目指して、2017年12月に当グループによって開始された、EDFのソーラー・プランに寄与するための方策を構築した。EDFはこうのように、2028年には10GWp、また2035年には30GWpを有し、フランスの太陽光発電における第一人者となることを目指している。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。

ソーラー・プランを発表して以降、EDFはこのプランの予備段階を成功裏に完了した。2,000ヘクタールの土地が確保され、500MWpのプロジェクトが認可され、2019年には、EDFのCREの入札における市場シェアは大幅に増加し、合計180MWpの23件のプロジェクトを落札した。2019年に稼働開始した太陽光発電プロジェクトは、合計で24.2MWpとなり、20%の増加であった。さらに、2019年において、EDF Renewablesは、フランスの独立系太陽光発電事業者であるLuxel Groupを取得した。合計で1ギガワット・ピーク（1GWp）となるLuxelのポートフォリオには、既に操業されている太陽光発電所に加えて、建設の準備ができていたプロジェクトまたは現在開発中のプロジェクトが含まれる。この取得が支えとなって、太陽光発電におけるEDF Renewablesの成長は加速し、ソーラー・プランの目標が達成された。

技術革新も、とりわけ水上発電所のプロジェクトおよびクラウドファンディングのキャンペーンといった形で、太陽光発電の発展を促している。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、エリア全体の水面の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。

一部のプロジェクトにはクラウドファンディングのキャンペーンが含まれており、これによって、ある地域の住民は対象となっているプロジェクトの資金調達に関わることができる。例えば、ガールにおけるアラモンのプロジェクト（5MWp）およびエローにおけるサン＝バルゴワールのプロジェクト（11MWp）がこのケースであり、ここでは有力な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が実施された。

イタリア

2019年に、EDF Renewablesは、その資産をEdisonに譲渡した（「第2 3（2）⑤（ii）（ニ）イタリアにおけるEDF Renewables」を参照。）。

米国

2019年に、EDF Renewables North Americaは、212MWp／170MWacの設備容量を有するモリス・リッジ太陽光発電プロジェクトのための長期契約を獲得した。従来の電力販売契約に加えて、EDF Renewables North Americaは民間契約を通じた電力の販売を展開し、その結果、合計で200MWpを超える太陽光発電容量の民間契約が企業との間で締結された。

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、2019年7月に発電所（119.6MW）が稼働開始した。

インド

当グループは、EDFおよびEREN Renewable Energyによって太陽光発電事業のために2016年に設立された共同子会社であるEDENを通じて、インドにおいて太陽光発電事業を展開している。2019年に、この子会社は、北部インドにおいて合計容量716MWpの4つの電力販売契約を締結した。

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（800MWac）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、連続する3期に分けて稼働開始する予定である。最初の2期（合計で500MWac）は、それぞれ2018年および2019年に稼働を開始した。最後のユニットは2020年に稼働開始する予定である。

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。ベンバン太陽光発電所は、2019年8月に稼働開始した。

2019年に、EDF Renewablesは、エジプトの住宅用顧客を対象とした独立系太陽光発電事業者の新興市場における主要企業の1つであるKarm Solarの持分の戦略的取得を公表した。Karm Solarは、稼働中の発電所および建設中または開発中の発電所を含めて、合計ポートフォリオが170MWの太陽光発電所を有している。

モロッコ

2019年に、EDF Renewablesは、MasdarおよびGreen of Africaとのコンソーシアムにおいて、世界初のハイブリッドの太陽光貯蔵技術を利用して、モロッコにおけるヌール・ミデルト I 太陽光発電プロジェクトの第1期を落札した。800MWの設備容量を有するこのハイブリッドの太陽光発電プロジェクトは、集光型太陽熱発電（CSP）と太陽光発電の2つの技術を組み合わせた画期的なものである。

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、2019年12月末現在、9か国にわたって1,200人超の専門家、エンジニアおよび技術者を擁して15.0GW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11.3GW近くを管理している。欧州およびその他の国々におけるこの業務は、2019年末で3.6GWを超えている。

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、供給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、ベルギー、ギリシャ、英国、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

EDF ENRは、屋上および駐車場張り出し屋根の設備の設計、開発、建設、運営ならびに維持管理を行う分散型太陽光発電の総合事業者である。当グループの完全子会社として、EDF ENRは、フランス本土、海外県および海外領において、住宅用顧客、企業

および地方自治体に向けて、太陽光発電に関する提案を販売している。2016年に最初に開始された、住宅用の自家消費型のソリューション「*Mon Soleil et Moi*」（私の太陽と私）が10,000を超えて導入されており、EDF ENRは現在、この市場で主導的な立場にある。企業向けの市場では、かかる提案は、事業の市場販売チームの責任下で、「EDFエネルギー・ソリューション」のサービス一覧における主要商品となっている。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年後半以降、Photowattは、ハイテクなシリコン製のウエハーおよびインゴットの低炭素製品に焦点を合わせた新たな産業モデルを展開している。発電容量は、フランスのオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地方におけるブルゴワン＝ジャイユ（県番号：38）のPhotowattの既存の施設では、1年間で徐々に500MWp超まで達している。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重点的に取り組んでいる。

米国

EDF Renewablesは、分散型エネルギー市場で米国における成長戦略に携わっている。2016年以降、多くの取得が行われたことで成長に拍車がかかった。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。

2019年に、EDF Renewables North Americaは、米国において電気自動車のインフラの大規模な配備を加速させることを目指して、PowerFlex Systemsを取得した。カリフォルニア州のロスアルトスに拠点を置くPowerFlex Systemは、充電技術の分野における草分け的企業である。この取得により、太陽光発電および蓄電の設備とともに、電気自動車用のスマート充電ソリューションと建物用の充電を組み合わせた独自の分散型エネルギーのエコシステムを構築することができた。

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、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ものである。2019年に、EDF Renewablesは、Asia Clean Capitalの77MWpの屋上太陽光発電設備からなる資産ポートフォリオの過半数を取得した。

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。

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。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。

例として、2015年に、EDF Renewables North Americaは革新的な貯蔵システムを開始した。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・パートンB発電所において、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（2018事業年度に係る有価証券報告書「第2 3（2）①（v）（ハ）EDF Renewables—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。

2019年に、EDF Renewablesは、電気自動車用の蓄電池電力貯蔵および充電インフラを専門とする英国の新興企業であるPivot Powerを買収した。EDFグループは、既に英国において低炭素電力で有数の発電業者であるが、この取得により、今後はこの国で有数の蓄電池貯蔵建設業者の1つにもなり得るであろう。

最後に、モロッコにおけるヌール・ミデルト I 太陽光発電プロジェクト（「第2 3（2）①（v）（ロ）（b）太陽光発電」を参照。）は、貯蔵業界で重要なプロジェクトの1つである。

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

2019年に、総消費量は、474TWh近くとなり、前年に比べて1%減少した。この減少は、とりわけ年初において、全体的に気候が穏やかであったこと、また2018年よりも経済成長が緩やかであったことによるものである。

（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4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2019年9月30日現在は47社と、2倍となった。

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。

2019年には、EDFの代替供給業者は、それぞれ顧客に供給を行うために、約100TWh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（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）を利用することができた。2019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147TWh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。

エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付フランス法第2019-1147号（「エネルギーおよび気候」法として知られている。）により、ガスの規制販売料金が欧州連合法に反するという裁定を下した国務院による2017年7月付の決定が実行に移された。ガスの規制料金は、法律に詳述された手順に沿って、年間30MWh未満を利用する企業用顧客については2020年後半に、また住宅用顧客については2023年6月30日に廃止される予定である。「エネルギーおよび気候」法は、特定の顧客の区分について電気の規制販売料金を廃止する手順についても規定している（「第2 3（2）②（i）（ハ）規制電力販売料金契約」を参照。）。

（ハ）規制電力販売料金契約

電気の規制料金に対する権利

2016年7月28日および2017年7月27日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。

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料金規制が不均衡であったことを鑑み、現在は36kVA以下の水準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年および2017年の料金決定の一部取消しを正当化するものであった。

もう1つの展開として、2019年6月5日付EU指令2019/944により、現在は加盟国が電力価格を統制できる枠組みが確立されている。例えば、この指令は、住宅用顧客および小企業のためにのみ規制販売料金を維持することについては適用除外とする旨定めている。加盟国は2020年12月31日までにこの指令を差し替えなければならない。

「エネルギーおよび気候」法の規定により、国務院の決定が実行に移され、2019年6月5日付EU指令2019/944が差し替えられる。

したがって、「エネルギーおよび気候」法の発効以降、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最終顧客：これらの顧客は規制販売料金の恩恵を受ける。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。
- ・36kVA以下の契約に加入している非住宅用最終顧客で、従業員が10名未満で、取引高、総収益または貸借対照表の額が2百万ユーロ未満である消費者に限り、2020年12月31日以降も規制販売料金の恩恵を受ける。このカテゴリーに当てはまらない消費者は、法律により定められた手続を受けて、2020年12月31日より規制料金の恩恵を受けられなくなる。
- ・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。

「青色料金」（主に住宅および小企業に適用される青色料金）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か月以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。

2019年の料金改定に関し、CREはNOME法に従い、政府が住宅用顧客および非住宅用顧客向けの「青色」規制料金を5.9%（税込）引き上げるべきであると提案する2019年2月7日付の決定を公表した。この提案は、2019年5月28日付料金決定により確認され、2019年5月30日に「官報」において公布されており、2019年6月1日に施行された。

その後、2019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日付の公共送配電網使用料金（TURPE）の変更を受けて、フランスのエネルギー法に従い、CREは2019年6月25日付の審議において、住宅用顧客向け青色料金において1.26%（税込）の引下げおよび非住宅用顧客向け青色料金において1.10%（税込）の引上げを提案した。CREの提案は、2019年7月30日付料金決定により承認され、2019年7月31日付官報において公布された後、2019年8月1日に施行された。

2020年の料金改定に関して、CREは、2020年1月24日に公布された2020年1月16日付決定を通じて、政府に対して住宅用顧客向けおよび非住宅用顧客向けの青色料金を2.4%（税込）引き上げる提案を行った。この提案において、1.5%については2019年に施行された料金引上げの遅れを2年以内に取り戻すための引上げであり、0.9%については電気の規制販売料金の構造（すなわち、容量および電力の卸売価格、ARENHの上限による影響、ならびに省エネ証書の費用を含む販売コストの変動）を考慮に入れることに応じて行われた引上げである。フランスのエネルギー規制委員会（CRE）の提案は、2020年1月29日付料金決定により承認され、2020年1月31日付官報において公布された後、2020年2月1日に施行された。

（二） 電力供給契約

フランスでは、36kVA以下の電力水準の契約に加入している住宅用顧客および非住宅用顧客は、規制販売料金の適用対象となっており、EDFを含む供給業者により提案された市場価格を選択することもできる。

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顧客管理サービスを提供していることから、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供給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（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。

フランスにおいてEDFにより販売される電力は、サービスと組み合わせて販売されることが多い。約29百万の配電箇所（フランス海外領および海外県ならびにコルシカ島を除く。）においてEDFのサービス提供が普及している。EDFは、透明で、分かりやすく、かつ明確な商業的提案を盛り込んだ信頼できる販売を行うことによって、顧客の信頼を得ることに尽力している。

電力市場におけるEDFの電力販売量は、地方配電会社への移送分を除き、2019年に264TWh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。2019年、EDFは31TWhのガスを販売した。

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。

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、1,600TWhc（このうち400TWhc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。2019年12月9日付命令第2019-1320号により、第4期が3年間から4年間に延長され、かかる義務は期間に比例して2,133TWhpまで増加した。その多様な供給戦略

を考慮して、EDFはパートナーシップ、プログラムおよび直接販売を併用した独自の生産量によりその義務を果たしている。これに関して、EDFは2019年に、2018年よりも53%多い、230,000件の改修プロジェクトに参加した。

(イ) 顧客の種類別の業務

(a) 住宅用顧客

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。2019年5月に公表されたフランス国内エネルギー・オンプ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。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。2019年12月末現在、商業関係および販売について47,000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、また幅広い電力の市場価格によって、電力を提供している。2019年には住宅用顧客にさらに多くの選択肢を提供するために、EDFは電力市場での提供を拡大し、2018年末現在、これには*Vert électrique*、*Vert électrique Weekend*、*Vert électrique Auto*およびデジワットのオプションが含まれていた。2019年6月に、EDFは、消費者性向に沿った電力価格を求める住宅用顧客向けの一連の電力供給サービスである、「*Mes Jours Zen*」（私の禅生活）を開始した。これらの提供により、顧客は毎週末および国民の祝日に、さらに「*Mes Jours Zen Plus*」（私の禅生活プラス）の場合は任意で選択する追加の曜日（月曜日、水曜日または金曜日）において、1キロワット時当たりの手頃な価格（税抜き）の恩恵を受けることができる（開始日現在では30%安い価格。1キロワット時当たりの価格（税抜き）は、週末および国民の祝日に、さらに「*Mes Jours Zen Plus*」の場合は選択した曜日（月曜日、水曜日または金曜日）に、他の曜日の1キロワット時当たりの価格（税抜き）よりも安くなる。）。これらの提供は、現在フランスでは約23百万ほど存在する、Linkyスマート・メーター（Enedisが主導する。）を設置している顧客向けに行われている。

EDFの一連のガスの市場での提供には以下の3つが含まれる。「*Avantage Gaz*」の提供は、4年1か月の期間について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*」提供の特性に加え、顧客のガス利用量の見積もりに基づき二酸化炭素排出量の相殺を提供している。最後に「*Avantage Gaz Connecté*」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を高めることができる。

主要商品およびサービス

供給サービスの提供と同時に、EDFは、住宅用顧客が自らのエネルギー利用状況を確認し、把握するための「*Mes Écos et Moi*」のデジタル・ソリューション（ウェブサイトの顧客用スペースおよび「EDFと私（EDF and Me）」のアプリケーションを通じて入手することができる。）を利用して、省エネを実現するための手助けをしている。1か月に2、3回を超えてエネルギー利用状況の確認ツールを閲覧する顧客は、請求書において最大12%の節約を達成することができる（EDF研究開発部の内部調査による。）。

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」のオプション）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。

2019年2月7日に、EDFは、住宅用顧客および小企業向けの新たな現地サービスのインターフェースである、EDFによるIZI（IZI by EDF）を開始した。9つの都市部（ボルドー、リール、リヨン、マルセイユ、ナント、ニース、パリ、レンヌおよびトゥールーズ）が、その開始直後からサービスの対象となっており、応急修理作業、小規模工事、屋内の改築、ボイラーの維持管理、太陽光発電の修繕、電気自動車の充電箇所、および接続された遠隔監視サービスを含む、300を超えるサービスが顧客に対して提供されている。

EDFはまた、省エネパートナーおよびEDFエネルギー特典のネットワークを通じてエネルギー改修工事に携わる顧客の支援を行った。2019年1月にフランス政府により開始された「*Coup de Pouce*」（「救いの手」）という構想の一環として、EDFは、その「*Mon chauffage durable*」（「私の持続可能な暖房」）というサービスを開発し、老朽化した暖房装置がより効率的な暖房装置に置き換えられている。これには、旧来の化石燃料ボイラー（ガス、燃料油等）のヒートポンプへの交換、または従来型ラジエーターの環境的に効率的な良いモデルへの交換が含まれる場合がある。ヒートポンプについては、EDFは、法案の先を進

んでおり、追加の特典を提供している。希望する世帯については、その計画の費用全体について、EDFの財政上のパートナーにより提供される、優遇利率の融資を受けることもできる（3,000社あるEDFの省エネパートナーの1つを利用し、EDFの財政上のパートナーであるDomofinanceの審査および承認を受けることを条件とする。）。

最後に、EDFは、インターネットユーザーおよび新規企業と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8,000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、100,000件を超える寄付を行っている。

省エネ証書（CEE）の獲得

EDFは、必然的に省エネ証書の法律制定に当事者として関わっており、とりわけ省エネパートナーのネットワークを通じて住宅のエネルギー改善を促進することにより、住宅用顧客の省エネを促している（「第2 3（3）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法」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、各顧客の要望とエネルギー利用のタイプに合わせた、競争力のある電気・ガスの供給サービスを提供している。

小規模の企業用顧客については、EDF Entreprisesは、管理サービスと組み合わせた簡易な契約を提供しており、これにより顧客はエネルギー供給を最適化すると同時にその事業に重点的に取り組むことができる。より多くのエネルギーを利用する顧客については、その要望と予算の見通しを立てる能力に基づき、（個別の継続期間および固定価格または指標連動価格で）個々に応じた契約の設定を行うことができる。最後に、EDF Entreprisesは、最も消費量の多い顧客に対して、その消費の構成に適したソリューションを提供することが可能である。

EDF Entreprisesは、消費量の多い顧客に対してピーク時およびオフ・ピーク時、さらには夏と冬とで異なる価格を設定し、顧客が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）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法」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はまた、エネルギー移行に直接従事しようと努める中で、企業用顧客および地方自治体の顧客と連携している。EDF ENRとの連携では、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加えて、電力の自家消費のための最適化された太陽光ソリューションの提供が可能になる。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、集散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であ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、何年にもわたって顧客満足を主な優先事項としている。急速に変化する環境の中で、同社は顧客経験および提供するサービスの質を大いにかつ絶えず改善するべく大きな変化を遂げてきた。

これを達成するために、EDF Entreprisesは、顧客関係のあらゆる段階をカバーする、顧客に配慮した構想を実施しており、これによりエネルギー供給、サービス、情報および支援に関する変化および要望を予測している。この方針の結果、EDF Entreprisesの全顧客セグメントにおける全体的な満足度は、2017年に大幅に上昇し、全顧客の90%が「満足」および「とても満足」と報告し、2018年および2019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、地方配電会社および公共サービス事業者

EDFは、エネルギー移行に対して、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

2019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

地方での需要重視の管理についての合意書が、地方自治体との間で締結された。また、エネルギー分野の決定権のある地方自治体は、エネルギー移行の管理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できるようにすることを目指している。2019年において、190,000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、とりわけ地方自治体向けの省エネ証書プログラム（例えば、ポジティブ・エネルギー地域および「Watty at School」）を提供している。

(ロ) 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、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、利用可能な様々なエネルギーのソリューションおよびサービスを特定し、エネルギー移行および低炭素戦略を支援することにより、地方の開発における利害関係者のニーズに応えている。

EDFは、低炭素排出地域の設計、資産戦略に基づく建物の在庫の刷新戦略の開発、自動車の電動化、ならびに子会社であるIziviaとの充電ステーションの配置計画および子会社であるEDF ENRまたはその他のパートナーとの太陽電池パネルの設置を視野に入れた、一連のコンサルタント業務の提供を開発した。地域の炭素状態の初期評価を提供するために、EDF Collectivitésのウェブサイトですべての入手可能な「*Bilan Energétique*（エネルギー評価）」を利用することができる。

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。

(ハ) 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。顧客データ処理の詳細を更新し、営業データ管理者（ODC）を特定するための取組みが定期的に遂行されている。データ管理者とODCは、専門グループであるデータ保護委員会（*Comité de protection des données*）として定期的な会議を開催している。

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。販売およびマーケティング部門のすべての従業員は、一般データ保護規則の訓練を受けることを義務付けられている。

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、ベストプラクティス憲章の署名が行われた後にのみ認められる。一部の専門家についても認定を受けることが要求される。これらの職員は、この方針に従わなかった場合には、懲戒処分を受けることとなる。

顧客優先センターによって、住宅用顧客は、自らの満足度および優先度に関する主要な見解を享受し、顧客用スペースを通じてこれらを管理することができる。

主要な用途についての脆弱性評価および事業継続計画の演習が毎年まとめられている。その結果については、販売部門または当グループのいずれかが、監視された改善計画により対処する。

(二) 規制料金での公共配電委託

ここで言及する委託には、2つの異なる公共サービス義務がある。

- ・公共配電網の開発および運営。かかる開発および運営は、フランス本土（地方配電会社を除く。）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。
- ・（地方配電会社以外の）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442の委託契約（そのうち54は県単位のものである。）の枠組みの中で履行されている。

2019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2年目の年となった。2019年12月31日現在、170を超える許認可機関が、この新たなモデルに基づく委託契約を締結した。

2020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、全国のおよび地域的権限の動員、委託機関におけるEDFの問合せ窓口の専門性の強化、毎年委託状況報告書の作成、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、ならびに関連するリスクの管理を担っている。

電力の供給および需要のバランスは、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、EDFの執行委員会により承認されたリスク方針により設定された枠組みに沿って、リアルタイムで管理される（「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」のリスク要因「2 C：エネルギー市場リスク」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、十分な電力源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年の期間中に、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日より施行されている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、フランス・エネルギー法の規定に沿って定める電力量を規制料金にてEDFから購入し、エンドユーザー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（エネルギー規制委員会）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。詳細な消費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、2012年1月以来、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の総電力量は、最大で年間100TWhに設定されている。

フランスの「エネルギーおよび気候」法は、政府がARENHの配電量を最大150TWhまで変更し、また、移行期間中、政令によってARENH価格を改訂することが可能となる新たな規定を導入する。フランス・エネルギー法第L.337-16条はまた、ARENH価格を改訂する場合には、消費者物価指数および最大総配電量の変更を考慮する可能性があることを明記している。ただし、価格の上昇と総配電量の増加との間には直接の連動を示すものはない。フランスの環境連帯移行省は、いかなる場合も、2020年中にARENH価格および配電量に変更される予定はないことを発表した。

2019年のARENHの需要は、132.98TWhに達した。このためCREは、代替供給業者の要請量に係る上限メカニズムを実施した。2019年、EDFは、代替供給業者および顧客の需要に対応するため、100TWhを供給したほか、送電網事業者の損失を相殺するため、20.4TWhを供給した。

2020年のARENHの需要は、147TWhに達した。CREは、電力量が世界的に上限を超えていることを受け、代替供給業者の需要に制限を課した。2020年、EDFは、代替供給業者のエンドユーザーの需要に対応するため、代替供給業者に対して100TWhを供給するほか、送電網事業者の損失を相殺するため、26.2TWhの電力量を供給する予定である。

代替供給業者からのARENHによる電力要請に制限を課すことは、CREが2018年1月11日付の決議において採択した手法に従い、電力販売に係る規制料金に表されている。

CREによる2018年10月25日付決議第2018-222号および2019年10月30日付決議第2019-237号に従い、2019年および2020年において子会社が要請し、EDFが管理を行ったARENH配電量についても、すべて制限が課された。これに鑑み、EDFおよびその子会社は、ARENHの供給条件が反映された契約を履行した。

（第3 2（2）①「市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「1 B：規制枠組みの変化（ARENH、TRV、環境規制およびSNBC）」も参照。）

（iv）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。

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。

（v）購入義務および市場への販売に係る個別のバランス調整および容量範囲

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。）。

CREによる2014年12月16日付決議を経て、この方式で購入したすべての電力は、2015年7月1日に設立された購入義務（OA）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」によって管理されている。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。

同様に、購入義務専門グループにおいて、上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）は、購入義務に従い、発電施設容量の証明ならびに関連する発電容量保証について必要なバランス調整および市場に対する販売を行う。

2017年1月1日以来、公共サービスにおける職務に係る管理費用もまた、相殺されている。

④ フランスの規制送配電事業

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、105,000キロメートル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、欧州本土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。

2019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、監査役会および業務執行委員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、政府委員は、相談役として監査役会に出席している。

フランス政令に基づき任命された監査総監 (CGEfi) もまた、フランス政府による経済・財政統制の対象となっているRTE Réseau de transport d'électricitéに関して、2018年7月4日付フランス命令第2018-580号に従い、監査役会会議に出席している。

また、コンプライアンス監査総監は、フランス・エネルギー法第L.111-35条を適用して、RTEの監査役会会議に出席している。

RTEの業務執行委員会は、フランス・エネルギー法およびRTEの定款に定める範囲内において、監査役会の監督下でその任務を遂行する5名で構成される。エネルギー担当大臣の承認後、監査役会は、業務執行委員会委員長を任命し、業務執行委員会委員長の提案に基づき、業務執行委員会のその他構成員が任命される。

(ロ) RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網を管理し、適用ある命令により2051年まで承認されているモデル仕様書に定める条件の範囲内でその職務を遂行している。フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、当該団体が同法に規定される独立性条件を充足していることを保証することを目的とした、CREと欧州委員会が関与するプロセスに従って認証されなければならない。RTEは、2012年にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。RTEはその保有比率の変更により、2018年1月11日付のCREの決定を経て、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んでいる。

(a) 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。

新たな技術、中でも監視について順次統合を行うことで、技術方針を最適化し、予知保全および状態基準保全に取り組むことが可能となり、操作を最低限必要とされるものに限定することで、それぞれの介入処置の効果はさらに高まる。送電網のデジタル化および大規模な監視によって、遠隔診断を実施し、ドローン、三次元視覚化および拡張現実などの新たな維持管理技法を講じることが可能となる。併せて、テストおよびシミュレーションのソフトウェアは、送電網の管理において意思決定支援を提供する。マスタータ分析によって、資産管理に関する新たな戦略が展開され、維持管理、刷新および更新の間でこれまでとは異なるバランスが実現する可能性がある。

(b) 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。これに応じて、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、CREに提出する年間投資プログラムを作成している。2019年には、RTEの合計投資額は1,456百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資は、2か所の直接電流リンクの相互接続（フランス・イタリア間の「サヴォワール・ピエモンテ」およびフランス・英国間の「IFA2」）の敷設の継続、リール北部およびアラス北西部をつなぐ400,000ボルトのアヴラン・ガヴェレル・リンクの再建設計画工事の着工ならびにサンナゼール洋上風力発電所の連系計画に関連している。

2020年における規制機関承認済みのRTEの投資プログラムは、1,808百万ユーロである。2020年の投資プログラムは、特に欧州における市場統合およびエネルギー移行に関する文脈上の変化を考慮し、送電網の拡大および交換に対する大規模な投資の継続、中でも洋上電力網の開発工事および大規模な送電網対応プロジェクトならびにITシステムの開発および交換ならびに不動産を特徴としている。

2019年には、規制資産ベース（RAB）は127百万ユーロ増加し、2019年1月1日現在の14,313百万ユーロから2020年1月1日現在では14,440百万ユーロに増加した（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、建設中の資産（2017年以降は2016年11月17日付のTURPE 5 電力網使用料金が適用され、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。

（c）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（再生可能エネルギーを含む。）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 ESO（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。

(ハ) エネルギー・レポート

2019年の概要

2019年の総消費量は、前年度から1%減少し、約474TWhとなった。この減少は、2018年に比して特に年初において全体的に気温が温暖であったことおよび経済成長が2018年を下回ったことに起因している。電力消費量は、低地にて豪雪となった1月24日（木曜日）の午後7時にピークを迎え、88.5GWであった。このピークの数値は、フランスにおける過去20年間の平均的な数値である。

2019年、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471TWhに達し、2018年と比較してわずかに減少（-0.8%）したが、過去10年間にわたり堅調に推移した。この安定化の背景にある主な構造上の要因は、経済成長の鈍化および消費量管理（エネルギー効率イニシアチブ）による影響である。

公共送電網に直接接続している重工業分野の顧客のエネルギー使用量は64.3TWh（自家消費を含むが、損失またはエネルギー分野を除き、さらに季節別に調整されている。）となった。これは2018年と比較して3%の減少であり、金属、製紙およびボール紙、自動車ならびに鉄道輸送業界に関連している。

RTEによる電力供給の品質は、供給停止相当時間および供給停止頻度という2つの指標によって測定される。2019年のこれらの指標の数値は、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3分25秒であり（CREが設定した目標は2分48秒）、供給停止頻度は0.37であった（CREが設定した目標は0.46）。

再生可能エネルギーが引き続き増加し、エネルギー移行を促進

2019年12月31日現在、風力発電設備容量は16,494MWに達したが、これは2018年と比較して9%の増加であった。2019年の風力発電量は34.1TWhとなり、2018年と比較して21.2%増加した。この増加は、純設備容量の増加のみならず、2019年の天候が特に良好であったことにも起因している。

2019年12月31日現在、890MW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9,435MWに達した。これは、2018年と比較して10.4%の増加であった。太陽光発電は、2019年において合計10.6TWhとなり、2018年と比較して1.8%増加した。新たに設置された発電所は、悪天候を完全に相対することはなかった。

フランスは欧州最大の輸出国を維持

2019年におけるフランスの取引高は、2018年と比較してわずかに減少し、55.7TWhであった。商業的輸出量はわずかに減少し、84TWhとなった。しかしながら、輸入量は増加し、28.3TWhとなった。フランスは、欧州最大の輸出国としての地位を維持した。

2019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9.7TWhと大幅なプラスであった。しかしながら、とりわけ4月と12月初旬の間に課された容量の取引に対する制限により、前年度と比較して19%の減少であった。
- ・中欧および西欧（ドイツおよびベルギー）：取引高は2.7TWhとプラスであったが、2018年を下回った。これは、とりわけ本年度のベルギーにおける原子力発電所の供給量が上昇したことで、ベルギーがフランスから電力を輸入する必要性が低下したことに起因している。ベルギーはまた、本年度において純輸出国となった。
- ・イタリア：イタリアに対する取引高は18.8TWhと大幅なプラスとなり、2018年と比較して横ばい（+0.3TWh）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247（すなわち、1時間単位の3%未満）であった（2018年は330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、2018年と比較して25%増加の13.2TWhであった。5月以降は（10月を除き）前年度に比して輸出量が増加し、いずれの月も純輸入は行われなかった。
- ・英国：英国に対する取引高は11.3TWhのプラスであったが、特に4月と6月の間に英仏連系線であるIFA2000の維持管理を行った結果、発電量が制限されたことを理由に、2018年を下回った。これらの制限は、実質的に4月全体を通して1,000MWに達した。

(ii) 配電—Enedis

配電網事業者としての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。

2019年、Enedisはフランス本土において、約1.38百万キロメートルの電力網を通じて36.9百万超の顧客（配電地点）に対して、441,600か所の発電施設から電力を供給した。

2019年12月31日現在、Enedisの従業員数は38,754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。2019年の電力損失は24.7TWhであり、損失率は6.38%（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。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、1,096百万ユーロであった。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19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：2019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651,952キロメートル
- ・400ボルトの低圧（LV）線725,317キロメートル
- ・2,182個のHVB／HVA変電所
- ・792,112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および2019年6月5日付指令2019/944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。2019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2名により構成されていた。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、2018年10月25日付の施行令により、Enedisの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。2016年6月1日、公共配電網事業者のビジネス名称は、ERDFに代わりEnedisに変更された。この新名称には、COP21を受けたエネルギー移行に対する同社の精力的な取組みが反映されている。また、CREが推奨するとおり、この新名称によって当該配電網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

フランスにおけるEnedisの使命

Enedisは、法律および各公共配電委託機関と締結した委託契約に規定された条件に従い（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）、フランス本土において公共配電網事業者としての使命を果たしている。

その使命は以下のとおりである。

- ・配電網に関する運営、投資および拡大政策の概要を決定し、実行する。
- ・客観性、透明性および公平性のある状態で利用者のこれらの電力網への接続およびアクセスを提供し、ならびに他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、配電網へ効果的に接続するために必要な情報（法令および規則の規定により保護されている情報を除く。）を、とりわけ再生可能エネルギーの注入、電気自動車および充電式ハイブリッド自動車に係る充電システムの展開、都市開発ならびにエネルギー計画に関してEnedisに対して提案されるプロジェクトについて、送電網に対する影響を評価することで提供する。
- ・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。
- ・再生可能エネルギーの送電網への統合を推進し、エネルギー効率事業を実施する。
- ・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。

(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

2019年、Enedisは4,254百万ユーロを投資したが、そのうちの1,623百万ユーロは主として（顧客および電力事業者の）接続ならびに送電網の負荷への対応に割り当てられた。一方で、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、サービスの質、電力網の防護性、安全性、環境保全およびLinkyメーターの展開のために2,266百万ユーロが割り当てられた。

さらに2019年、委託機関が725百万ユーロを投資した。2019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4,979百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)	2019年	2018年
接続および強化	1,623	1,464
規制上、安全上および配電事業者としての義務	445	415
作業設備および運用資源	365	347
電力網の近代化 ⁽¹⁾	1,821	1,772
Enedisの投資合計	4,254	3,998
第三者および地方自治体からの割当作業⁽²⁾	725	705
電力網投資合計	4,979	4,703

(1) このうち822百万ユーロは2019年、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) Enedisの払込みによる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。

さらに、Enedisは、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。2019年、当該予算は319百万ユーロとなった（2018年は325百万ユーロ）。

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。2019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。2019年、FIREは7度（6月7日にフランス西部を襲った暴風雨ミゲル、7月1日にロース・アルプ地方に被害を及ぼした雷雨、11月3日にフランス南西部を襲った暴風雨アメリ、11月14日および15日にフランス南西部に被害を及ぼした積雪の発生、12月13日および14日にフランス南西部を襲った強風、12月19日および20日にオーヴェルニュ・ロース・アルプ地方を襲った暴風雨エルサならびに12月21日および22日に主にヌーヴェル＝アキテーヌに被害を及ぼした暴風雨ファビエン）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（1）②（vi）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、2019年、858MW（2018年末現在では825MW）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、1,202MWが2019年に配電網に接続された（2018年は1,360MW）。

2019年末現在、合計約22.5GW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8.2GW、風力発電が14.3GW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（2.4GW）、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。2019年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約28.3GWであった。

2019年、25,200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92%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、71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（TRV）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、2020年末に一部の専門TRVが終了することが発表されたことを受け、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。180を超える新規のサービス供給業者は、顧客の許可を得ることを条件に顧客消費に関するデータを利用しているほか、市場ダイナミズムにも大きく寄与している。

委託

2019年12月31日現在、EnedisおよびEDFは、フランス本土の人口の約95%を対象とする442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25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、Enedis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年に開始した委託契約の更新は、2019年においても継続した。2019年12月31日現在、170を超える許認可機関がかかる新モデルに基づき委託契約を締結した。2021年末までに進行中のすべての契約を更新する目的で、その他の交渉が行われているか、計画されている。

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。ERDF（現Enedis）の設立前に連署された、進行中の委託契約は、同様の方針に従って締結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、最初から委託機関のコミュニティ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。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）（二）規制料金での公共配電委託」および「第2 3（3）①（iii）フランスにおける送電および電力供給に係る委託契約」も参照。

（ハ） EnedisおよびGRDFによる共同サービス

EnedisおよびGRDFの共同サービス機能は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。その使命は、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。

この共同サービスにおけるEnedisおよびGRDFの関係は、サービスの範囲およびその結果として生じた費用の分担について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、当事者は、通知期間中に契約の再交渉を行う措置を講じる。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およびメーター・パネルの相互介入の将来的な中止について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。

2018年3月、EnedisおよびGRDFは、2社の混合企業（雇用契約活動、研究ならびに医療サービスおよび社会サービスを包括するUONRH-MSならびに電話およびオフィス・テクノロジー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社の混合企業の設立は、2019年1月1日に効力が生じた。

Enedisにおいて、その他の支援活動（自動車&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。

2019年、EnedisとGRDFとの間のガバナンス契約は、全面的に見直された（11もの準備書面が改訂された。）。

（二） 今後の課題

スマート・グリッドおよびスマート・メーター（Linky）

公共配電サービスの保障を担うEnedisは、電力網を開発、最新化および確保するために常に投資を行っている。フランス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、2019年、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継続している。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。2019年、後者はLinkyメーターを大規模に（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加速した。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。2019年末現在、フランスにおける世帯の3戸のうち2戸が、Linkyメーターを設置している。

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メーターの大規模展開を開始し、資本投資総額は、2014年から2021年の期間にかけて、3,972百万ユーロ（プログラムの完成に係る費用は、設備（コンセントレータメーター）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3,972百万ユーロへと下方修正された。）であった。

2019年末時点の完全展開に係る（2014年から2019年の期間の）累積投資額は、合計2,733百万ユーロに達し、23.4百万個の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21.6百万個がすべてのサービスを対象としていた。2019年末現在、Linkyメーターの設置率は62.3%（CREが掲げた2019年末の目標は61.4%）であった。「第2 3（3）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法」の「Linky規制」も参照。

エネルギー移行

複数年エネルギー計画（PPE）に明記されているフランス本土におけるエネルギー構成の変化は、とりわけ予想される電気自動車の成長によって、断続的な分散型再生可能エネルギーの生成に関する資産の送電網への統合が進んでいること、また、同時に新たなエネルギー使用法が開発されていることの前兆である。電力貯蔵容量およびサービスの開発のためにエネルギー移行を求める要請は、送電網の供給および需要の調整管理を最適化させ、また、すべての電力網（発電から消費まで）における革新的なサービスおよび機器の組込みを伴う。

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を行っている。これらのソリューションは、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。

展開されているスマート・ソリューションは、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関連している。例えば、Enedisはまた、集合住宅および商業ビルにおける個人および共同の自家消費、貯蔵、データ管理ならびにビジネスモデルに関する技術的な解決策を提案した。

技術的な解決策の産業化

Enedisは、スマート・グリッドにおける最先端の解決策を産業化する準備を行っており、「基盤となる電力網」に基づき電力網の技術的変更を実施している。これには（i）ソース管理施設（電力網の自動送電の一元管理を行うPCCNまたはデジタル・コマンドおよびコントロール・ステーションならびに再生可能エネルギーからの電力供給管理を可能にするFARまたは電力自動化機能）、（ii）配電施設（HVA/LVスマート施設）、（iii）電力網のセンサー、ならびに（iv）すべての情報システム・ツール（予測、管理、経営企画、Linkyネットワーク等）におけるデジタル技術を備えた電力網のすべての構成が関係する。

2020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。

エネルギー・システムのデジタル化：デジタルへの切替えおよびデータ管理の遂行

デジタル革新（モノのインターネット）が組み合わされた測定システムの開発は、管理の最適化を目的として、電力網データの回収および分析を増大させることを可能とする。ブロック・チェーンまたは人口知能はいずれも、電力網事業者およびバリュー・チェーンに属するすべての事業者に対して、特に発電から消費までに至るトレーサビリティ、電力網の維持管理のスケジューリングならびに供給および需要のバランスを予測することに関して、新たな可能性を提供する。

こうした状況を背景に、Enedisが2014年より取り組んでいるデジタル・プログラムが満了した。当該プログラムは、（i）インフラ管理（遠隔管理、予測維持管理等）、（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に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。

地域別エネルギー政策

フランスでは、法令上、地方自治体に新たに権限が付与された結果、地域社会がエネルギー移行問題に取り組んでいる。かかる所有権は、特に気候・大気・エネルギー地域計画（PCAET）の採択を含む地域別エネルギー政策の遂行に示されている。これらの政策は、再生可能エネルギーの開発、電気モビリティのインフラおよび消費者の低消費志向の面において、都市部の目標に掲げられている。

「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Enedisの活動

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な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。

したがって、Enedisの役割は、同社が地域再編および社会の大都市への変革に適応し、また一方で高品質の電力供給が地方において維持されていることを確保する中で、常に変化している。Enedisは、地域別エネルギー政策である「グリーン成長に向けたエネルギー移行法」、都市部の移動計画および「スマート・シティ」プロジェクトへの貢献を目的として、地方自治体に向けて技術的な専門性を提供する。

Enedisが策定するオープン・イノベーション政策はまた、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。2019年、Enedisは、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、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に焦点を置いた、自己の戦略展開計画に取り組んだ。

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。すべての利害関係者（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、あらゆる国民が全国各地で電気モビリティを使用できるようになることを目指している、Enedisによる電気モビリティの集団的な課題に対する貢献に依拠している。

2019年、現場の運営実績は加速した。現在、Enedisは地方自治体との緊密な連携によって、軽量自動車、長距離バス、路線バスおよび船舶に関連する120を超えるプロジェクトのパートナーとなっている。

これらの実績は、電気モビリティの可能性および産業化が目前に迫っていることの証拠である。一部のプロジェクトは、二酸化炭素を排出しない手法により生成される水素を利用している。こうしたプロジェクトによって、エコシステムの事業者は、補足金を一括化し、運営費についてより正確な知見を習得するほか、簡素化のためにそのレバレッジの源泉を提供するこ

とが可能となる。商用バスの電気自動車化などのいくつかの変化は、既に産業化のフェーズに入っている。駐車場建設のための設備などのその他の変化は、遅れをとっている。車両が静止しており、かつ再充電していない場合の充電式エネルギーの利用もまた、開発が求められる分野の1つである。

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。とりわけインドでは、2019年、ニューデリー地域におけるスマート・メーターの展開が運用段階に入った。

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。

未来のスキルの習得および開発

Enedisは、デジタル送電網によってデータ事業者となることが可能となったが、このことは情報技術、通信およびサイバー・セキュリティに関するスキルの必要性を示している。Enedisはまた、モバイル・アプリケーション、自社のウェブサイト上の地方自治体のスペースおよび2019年のソーシャル・メディアにおける露出の増加を含むデジタル戦略を介して、顧客関係の充実を図っている。

将来必要とされるスキルを開発するため、Enedisは、人件費の8%に相当する額を育成に充てている（法定義務上は1.6%）。人材採用方針は、長期的な観点で策定され、同社の主要事業（送電網の運営、維持管理および開発）およびデジタル移行に関する事業ラインを対象としており、今後4年間で新たに2,100人を雇用する予定である。

気候変動の緩和策

Enedisは、インフラのパフォーマンスを改善（例えば、電力損失を最小化する高性能の変圧器、温室効果ガスSF₆のガス漏れを防止するための電力源変電所の維持管理）することで、炭素排出量を削減し、建物のエネルギー使用量を削減し、電気自動車の使用を促進している。同社の17,500台の社有車のうち、電気自動車の数は、2019年末の2,200台超から2020年には2,900台超まで上昇し、全体の16.6%を占める予定である。

Enedisは、鳥類を感電死のリスクから守るために構想されたイニシアチブを通じて、生物多様性の保全に関する取り組みを行っている。Enedisはまた、その活動から発生した廃棄物の削減、再利用およびリサイクルを目指している。

(iii) 島部エネルギー・システム

島部エネルギー・システム（IES）は、本土と相互接続していないか、または狭い範囲でしか接続していない、EDFが運営する電力網をいう。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、ショゼー諸島）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、規制販売料金での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）①（ii）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）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法」も参照。）。

IESの主要な特徴

	2019年末合計
顧客数	約1,167,500
電力網の長さ(単位: km)	約37,800

EDFの設備容量(単位: MW)	2,060
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	21%
火力発電所(*)	79%
EDFによる発電量(*) (単位: GWh)	5,785
水力発電量	20%
第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)	4,162
バガスを含む再生可能エネルギー	39%
その他のエネルギー	61%
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	9,947

(*) 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。

かかるシステムにおける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、行政部門、市町村、エネルギー規制委員会 (CRE)、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。

変更点および見直し

発電所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。

EDF PEIは現在、フランス領ギアナの蓄電池貯蔵プロジェクトについて、太陽光発電所におけるパートナーであり、(2019年に稼働開始した) マルティニークの蓄電池貯蔵プロジェクトについて、風力発電所におけるパートナーである。EDF PEIはまた、EDF Renewablesとの共同プロジェクトを通じて、その再生可能エネルギーにおける役割を強化している。

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。

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開発および強化継続に繋がった。

EDFは、2019年に発電事業 (EDF PEIを含む。) およびその電力網に対して総額270百万ユーロ超の投資を行った。

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

フランスの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こと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ほか、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ニティ（マリバスラ、パペクソン、サン・ジョージ・ド・ロヤボック）について、いくつかのプロジェクトが計画されている。

エネルギー効率は、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600百万ユーロ超）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。2019年末現在、300,000個を超えるメーターが設置された。

(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

独立子会社である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15,000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560,000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。

2019年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、550,000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を超えるガス顧客における（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。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。ÉS Énergies Strasbourgは、太陽光発電の開発および電気自動車の充電インフラなどの代替ソフト・モビリティの推進に意欲的である。

(ハ) エネルギー・サービス

ÉSおよびDalkiaが50%：50%で保有するエネルギー・サービス子会社であるÉS Services Énergétiquesは、暖房ネットワークの設計および運営、建物のエネルギー革新ならびにエネルギー施設に関する技術的管理および最適化に従事している。また同社は、電力に関するエンジニアリングならびに産業向け照明および道路照明の作業ならびにエンジニアリングおよびマスキータリングの作業について、設計、建設および運営を担っている。

(二) 再生可能エネルギー発電

深部地熱発電

ÉSグループは、フランスにおける深部地熱発電の分野の主導的な事業者の1つである。同社は、過去3年間にわたり、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運営している。

リッテショフェン発電所の発電量は継続的に上昇しており、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源を用いて年平均で約180GWh（地熱）の再生可能過熱水を生成する予定である。

ÉSはまた、ソルツ・ス・フォレ発電所を運営しており、同発電所は2019年、6.3GW（電力発電）の電力を生成した。

2017年、ÉSは、イノベーション団地および周辺の地域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。同プロジェクトは、発熱および電力の双方を生成する設計である。最初のボーリング孔は、2019年8月、目標とする深さである3,400メートルまで達した。2番目のボーリング孔は、最初のボーリング孔で得た教訓を活かすため、特に地質面を考慮し、追加の調査後に掘削が予定されている。

バイオマス

バイオマスの分野において、バイオマスのコジェネレーション発電所は、70GWhの再生可能電力および112GWhの再生可能熱電を生産し、それによりストラスプールの3つの暖房ネットワークの2つを補っている。

水力発電

2019年9月、ÉSは、数か月に及んだ工事の末、新たに改修されたフラモン水力発電所の稼働を開始した。グラン・テスト地域圏に位置する同系列の唯一の発電所は、水圧管を通して深さ70メートルに達し、400kWの容量を有する発電所であり、350戸の世帯のエネルギー使用量に相当する年間1,500MWhを生成する予定である。

⑤ 当グループの国際事業

(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。）。

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およびガスの供給、エネルギーおよび技術サービスの供給、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の保有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15%を生産している。

EDF Energyは、2019年12月現在、5.36百万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・ポイントにおいて発電所（EDFが66.5%およびCGNが33.5%有している。）を建設しており、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（開発段階で、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の開発に参入している。

同社は、2019年12月現在、英国全体でおよそ11,834人を雇用している。

2019年における英国全土の総発電量は約336TWhであり、総電力供給量は約294TWhであった。2019年、英国国内の顧客に供給されたガスの総容量は289TWhであった。

EDF Energy	2019年12月31日	2018年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	44,526	43,939
供給ガス (単位: GWh)	28,527	28,944
住宅用顧客口座数 (単位: 千) ⁽²⁾	5,043	4,945
従業員数 ⁽³⁾	11,834	12,292
記録可能な事故発生率合計 ⁽⁴⁾	1.03	1.12

(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。HPCの2019年12月現在の災害度数率（AFR）は、0.084である。

（イ） 戦略

概要

EDF Energyの「我々の未来は電気にある」というビジョンは、低炭素排出エネルギー・システムへの移行ならびに顧客対応、電力発電、原子力の新規開発、エネルギーおよび技術に関するサービスの提供ならびに再生可能エネルギーの5つの分野（後者の2つの分野は、それぞれDalkiaとEDF Renewablesとの間のジョイント・ベンチャー（JV）を通じて）において気候変動に立ち向かうことを促進するものである。EDFおよびJVは、各分野のリーダーになることを目指しながら、全5分野で事業を展開する唯一の企業として、また、EDFグループの一員としての利点を模索していく。かかる戦略はEDFグループのCAP2030に完全に準拠しており、安全実績、全事業にわたる費用効率の改善および事業分野にわたる研究開発活動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、サービス効率性から顧客に対して優れたサービスを提供することに重点をシフトしており、2019年度第4四半期には、TrustPilotにより4.4／5のスコアを獲得した。2018年、供給事業が最大の利益水準へ転換したことを受け、EDF Energyは、英国の住宅市場において2019年初頭より実施されている既定料金の上限について、これまでにない競争の激化も伴って、新たな利益回復計画を講じる必要が生じている。

同時にEDF Energy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・メーターを効率的に設置することを通じて、規制上の義務を履行している。また、同社は市場機会、スマート・エネルギー製品および経済活動の電化に柔軟に対応するため、供給の枠を超えて、EDF EnergyのGeneration Electricのブランドの地位に下支えされ、イノベーション・アクセラレータであるBlue Labならびに電気自動車、スマート充電および関連する電力供給案などの商品を通じて、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、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およびImtech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を目標としている。Imtechは、Dalkiaと共同保有し、最近では主に公共部門において事業を行う英国エネルギー請負業者であるBreatheを買収した、英国およびアイルランドにおいて最大の技術およびエンジニアリングに関するサービス事業者の1つである（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。

電力発電においては、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標としている。同社は、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る。2018年に行われたハンターストンBの原子炉3号機における黒鉛点検のための計画的な供給停止中、炉心において鍵穴状の亀裂が新たに確認され、ハンターストンの原子炉（3号機および4号機）のいずれも作動させないこと、また、史上最大規模の黒鉛調査プログラムを開始することが決定された。黒鉛は、時間の経過に伴い変化することが想定されており、黒鉛がどのように劣化するかは、英国のAGRの耐用年数を左右する要素の1つである。2019年8月、英国の独立した原子力安全規制局であるONRは、EDF Energyに対して、原子炉4号機を約4か月にわたり再稼働することを承諾した。当該ユニットは継続的に稼働していたが、2019年12月、さらなる調査およびセーフティ・ケースの作業のため、供給停止した。原子炉3号機の再稼働のためのセーフティ・ケースについては、ONRに対して検討が要請されている。EDF Energyは、こうした発電所が限界に近づくにつれ、耐用年数の終了の最適化に努め、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。英国政府のビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、EDF Energyおよび原子力廃炉当局（NDA）と協働して、発電所の廃炉に係る効率的かつ費用効果の優れている方法を計画し、実行することについて検討しており、それには発電所が将来どのように所有され、管理される予定であるかが含まれている。

サイズウェルB加圧水型原子炉（PWR）の推定される残存耐用年数は比較的長く、EDF Energyは、その耐用年数の延長を支援する取り組みが必要であるものの、現在2035年と推定されている廃炉時期をおよそ20年延長することが可能であると見込んでいる。

EDF Energyはまた、50年を超える操業の末、2019年に閉鎖したコッタム石炭火力発電所の廃炉を行う。これらの計画に係る重要な要素は、事業が発電から廃炉へと進化を遂げる中で、当社の能力を保護し、開発するための人材計画にある。発電施設に関するその他の重要な戦略的取組みには、ウェスト・バートンB（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供給量市場におけるウェスト・バートンA石炭火力発電所の残存耐用年数が含まれる。同

発電所は、2021年9月まで供給量契約を締結している。EDF Energyは、2024年までに石炭火力発電を停止することを目指す政府の方針を支持している一方で、2021年9月以降も引き続き選択肢を検討する。

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。

2019年夏、主要な節目には、ヒンクリー・ポイントが初となる大規模な建設に関する「J0」段階をスケジュールどおりに達成したこと、および英国政府がさらなる新規の原子力発電所の規制資産ベースの金融モデルに関する協議を実施したことが含まれていた（「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 RenewablesとEDF Energyとのジョイント・ベンチャーであるEDF Renewables UKは、新規の再生可能発電プロジェクトおよび貯蔵プロジェクトの運営および開発を継続して行っている。2019年、EDF Renewables UKは、英国のスタートアップであるPivot Powerを買収した。同社は、貯蔵および電気自動車の充電に関するインフラの専門会社であり、これにより当グループの英国の貯蔵および電気自動車市場における立ち位置はさらに増強される。

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（「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」も参照。）。

離脱合意（WA）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（PD）は、離脱が決定した投票結果を受け、当初は2018年11月に合意されていたが、その後2019年10月に修正された。修正された文書（WAおよびPD）は、その後2020年1月に英国議会および欧州の機構の双方によって承認された。その結果、英国は2020年1月31日に欧州連合を離脱し、2020年12月31日に終了する予定の移行期間に入った。

移行期間中、EDF Energyは、特に英国の欧州連合およびその他の国々との取引ならびに必要な英国の労働力のアクセスに関して、英国の離脱によって大きく影響を受けることがあってはならない。

重要なことは、特に「エネルギー」および「民生原子力」に関連するWAおよびPDの文書の要素の大部分は、2018年11月版と2019年10月版との間で変更がなかったことである。PD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（NCA）へのコミットメントが含まれている。

PDはまた、いずれの当事者も政府補助金、競合、社会的基準および雇用基準、環境、気候変動ならびに関連税務について、同等の高水準を維持する予定であることを明記している。

英国政府は、国レベルで（ブレグジットのために）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。
- ・英国の原子力保障措置体制が策定され、その後IAEAによって認定された。
- ・米国、カナダおよびオーストラリアとの間のNCA契約ならびに日本との間の新たな原子力協働契約

政府の進捗ならびにEDF EnergyおよびEDFグループが実施した緩和策にもかかわらず、2020年12月31日以降の将来の関係性に関する当社の事業に対するリスクは、特に「合意なき」シナリオにおいては依然として残っている。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、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、必要とされる熟練労働力へのアクセスの制限が含まれる。

EDF Energyは、「合意なき」状況下で労働力へアクセスすることについて、その他利害関係者と業務を展開する中で、将来の（ブレグジット以後の）移民制度に係る提案に関して英国政府との連携を継続している。EDF Energyは、今後も国外の事象を監視し、当社の移民計画を適切に更新していく予定である。

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が、欧州委員会の主張を退け、政府補助金を理由に英国供給量市場スキーム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決定を下した結果、英国政府は、発電事業者に対する供給量の支払いを停止する措置を講じたが、スキームのその他の要素は、可能な限り業務の展開を続行した。2019年2月21日、欧州委員会は、当該スキームについて、綿密な調査を行った。2019年10月24日、委員会は、綿密な調査を経て、政府補助金を理由とする英国供給量市場スキームを承認し、その翌日、英国政府は、供給量市場の全面復旧を命じた。停止期間に係る異なる支払いは、2020年1月に供給業者に対して行われた。

(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、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。2019年は、国際原子力事象評価尺度（INES）においてレベル1（逸脱）より高く記録された安全性事象はなかった。2018年には、INES 2（異常事象）に分類される事象が1件あった。

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、厳格な手続きに基づき操業している。2019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約0.055mSvであった。2019年において個人が受けた最高線量は4.4mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。

各発電所の実際耐用年数は、主に、発電所のセーフティ・ケースを裏付ける技術的および財政的な実現可能性に基づいて決定される。これは、各法定供給停止期間に、その後の稼働期間に関して、発電所の性能に関する検査、維持管理業務、試験および審査を行うことにより確認される。発電所の停止後は、原子炉を再開する前に、原子力規制局（ONR）の承諾が必要である。法定供給停止期間と次の法定供給停止期間の間の稼働期間は通常、AGR発電所が3年、サイズウェルBが18か月である。

さらに、10年ごとに、発電所は、より詳細かつ広範囲にわたる構造上、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。2014年以降、サイズウェルB、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンB、ダンジェネスB、ハートルプールおよびヘイシャム1の発電所が、それぞれのPSRについてONRの承認を受けている。ヘイシャム2およびトーンズのPSRは2018年に行われ、2020年1月にONRの承認を受けた。次回のPSRは、サイズウェルBについて、2024年1月にONRに提出され、ONRの決定は2025年1月になされる予定である。

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EDF Energyの操業経験および安全経験の集約により、AGRの予想耐用年数を延長することが可能となった。

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
トーンズ	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

		発電量 ⁽²⁾ (単位：TWh)	
発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位：MW)	2019年	2018年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,090	△0.2	5.7
ハートルプール	1,185	7.6	8.1
ヘイシャム1	1,060	6.8	7.4
ヘイシャム2	1,240	10.3	8.9
ヒンクリー・ポイントB	965	6.9	7.2
ハンターストンB	985	1.0	3.8
トーネス	1,200	10.1	8.6
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	8.5	9.4
合計	8,923	51.0	59.1
負荷率 ⁽³⁾		65 %	76 %

(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

2019年における原子力発電所の発電量は、2018年（59.1TWh）から8.1TWh減少して、51.0TWhであった。発電量の減少は、主にダンジェネスBにおける冷却水配管の腐食および蒸気配管の亀裂に関する調査のための供給停止の延長ならびにハンターストン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2号機、ヒンクリー・ポイントBの原子炉3号機、ハンターストンBの原子炉3号機およびサイズウェルBで完了した。

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、冷却水配管の腐食および蒸気配管の亀裂に関する調査のため、延長された。ユニットは、2020年4月／5月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。原子炉3号機の再稼働に関するセーフティ・ケースは、2019年6月にONRに提出され、現在評価が行われている。一方、原子炉4号機は、2019年8月に再稼働したものの、原子炉3号機のセーフティ・ケースの承認を待って2019年12月に再び供給停止した。提案された日程がセーフティ・ケースの検査で承認されることを条件に、両方のユニットは、2020年度第1四半期に再稼働する予定である。これらのユニットの再稼働予定日は、本件の複雑さにより、2019年を通して数回延期されている。

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。
- ・高放射能廃棄物（HAW）。実質的に地表近くの処分に適さないHLW、ILWおよびLLWという。

LLWおよびHAWに関するEDF Energyの発電戦略は、英国政府およびスコットランド政府が廃棄物の階層（減量、再利用、リサイクル、回収）の適用に重点的に取り組んでいることを反映したものである。廃棄物のリサイクルおよび処分ルートの幅広い利用は、カンブリアにおける低レベル廃棄物保管施設（LLWR）を最大限に利用するよう支援することとなる。現在、英国においては、LLWに関してのみ処分場が存在する。

HAWは、EDF Energyの各発電所の安全な専用施設において、中期的に貯蔵される一方、より長期間の国家によるソリューションがイングランドおよびスコットランドにおいては確立されている。

従来の契約上の取決めにに基づき、AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの核燃料再処理施設（NDAが所有する。）まで輸送され、再処理または長期貯蔵される。使用済AGR燃料の再処理工程から生じる発熱性HAWは、ガラス固化され、安全に長期貯蔵される。

サイズウェルBに関しては、使用済燃料は敷地内に貯蔵されており、EDF Energyは、発電所が引き続きサイズウェルBの耐用年数中に発生するすべての使用済燃料を安全に貯蔵できるようにするために、サイズウェルBに追加の使用済燃料乾式貯蔵施設を建設した。長期間の地表貯蔵の後、サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、将来の英国地層処分施設に送られ、処分される。

EDF Energyの事業の性格および従来の政府との相互関係から導かれることは、EDF Energyの発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物に関する戦略は、NDAの承認を受けているということである。しかし、EDF Energyは、当社のより広範な安全性、持続可能性および環境に関する方針を通じて、発生し続ける使用済燃料および廃棄物の改善および最小化を継続する方針である。

放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用－再編契約

再編契約は当初、旧British Energy グループの財務状況の安定化を目的とする一環として、2005年に締結された。EDFによるBritish Energyの買収以降は、EDF Energy Nuclear Generation Limitedがこれらの契約の受益者となっている。

これらの再編契約により、以下のとおりとなる。

- ・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、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、EDF Energyの既存の原子力発電所に関連する（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関する負債を含む。）、および（ii）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のEDF Energyの既存の原子力発電所に関連する偶発的および／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関する負債を含む。）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。）とする、EDF Energyの使用済燃料に関して確認されている既存の適格負債（2005年1月15日までサイズウェルB以外の発電所の原子炉に搭載されていた使用済燃料の管理のための負債を含む。）である。
- ・EDF Energyは、一定の除外されたまたは不適格の負債（例えば、EDF Energyの負債として定義された負債）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の資金手当について責任を有している。EDF EnergyのNLFおよび国務大臣に対する債務は、EDF Energyの主要メンバーの資産により保証されている。

さらに、EDF Energyは、2005年1月15日以降にサイズウェルB以外の発電所の操業により生じたAGRの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、原子力廃炉当局（NDA）と個別の契約を締結しており、セラフィールドの処理施設への移管後はこの燃料および廃棄物に関して責任を負わない。

EDF Energyおよび英国当局は、将来の原子力発電所の閉鎖を考慮して、British Energyが再編された2005年1月に締結された一定の契約（特に、原子力負債調達契約（NLFA））の実施に関する条件を明確にするための協議を2019年に開始した。これらの協議は、EDF Energyが原子力負債ファンド（NLF）（およびNLFを保証する英国財務省も可能性として高い。）から回収する解体費用および英国当局が燃料取出フェーズ後に原子力発電所を購入するオプション（オプション契約に準拠する権利）を行使することのできる条件について、より詳細に定義することを目的としている。これらの協議の結果、一連の原則が2019年に合意された。かかる協議は、包括的で拘束力のある合意を得るために、現在も継続中である。

EDF Energyは、燃料取出フェーズにおけるEDF Energyと、廃炉フェーズにおける公的機関のNDA（原子力廃炉当局）との間の責任分担について提案されている変更を反映するため、2017年に承認された現行のベースライン廃炉計画（BDP）の修正案を作成している。第一段階では、燃料取出見積費用の更新について、EDF Energyはその廃炉計画を2020年1月に提出しており、2020年4月にNDAの返答がなされる予定である。第二段階は、廃炉見積費用の更新について、2021年に行われる予定である。

この作業により、2019年末に廃炉引当金の上方修正が行われた。NLFから受領する払戻しを示す債権は、同額増加した。

(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)	
						2019年	2018年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970年	4	石炭火力	2,000	1.7	2.7

ウェスト・パートンA	ノッティンガムシャー	1969年	4	石炭火力 およびCCGT ⁽¹⁾	1,987	0.8	1.8
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	6.2	6.8
合計 ⁽²⁾	英国		11		5,319	8.6	11.3

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

(2) 四捨五入されているため、合計値は異なる。

2019年において、コッタムおよびウェスト・パートンAの発電所は、2.4TWhの電力を発電した。これは、前年よりも2.1TWh少なく、コッタムの閉鎖に加えて、2018年の寒波「東からの獣」および2019年の非経済市場の拡大の影響によるものであった。

コッタム発電所の閉鎖は、その50年超の稼働を経て、2019年2月7日に決定された。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。

2019年において、ウェスト・パートンBのCCGTの発電量は、2018年から0.6TWh減少して6.2TWh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の関連する供給停止期間の延長を考慮すると、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12月に稼働が再開された。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。

カーボン・プライシング

国内最大の低炭素発電事業者として、EDF Energyは、化石燃料発電の炭素排出量に炭素価格が適用された結果、卸売電力価格の上昇から大きな恩恵を受けている。英国における発電事業者は、欧州連合域内排出量取引制度（EU ETS）および英国の炭素価格支援税の2つの主要なカーボン・プライシング・メカニズムの対象となる。

2020年12月におけるブレグジット移行期間の終了まで、英国は引き続きEU ETSの一員となる。2019年に、英国政府は、ブレグジット後の英国のEU ETSにおけるメンバーシップに代わる選択肢について協議を行った。同政府の希望する選択肢は、2021年1月に成立することとなるEU ETSに連動したUK ETSの構築であり、かかる構想の連動には英国と欧州連合との間の合意が必要となる。しかし、これが達成できなかった場合、代替案として新たな炭素税またはUK ETS単独での導入が予定されている。

英国において発電事業者に適用される炭素価格支援税は、現在、2021年3月まで1トン当たり18英ポンドに設定されており、2021年／2022年の税率は2020年3月予算において設定される予定である。

(c) 顧客事業

	2019年12月31日	2018年12月31日
顧客への供給電力(単位: GWh)	44,526	43,939
顧客への供給ガス(単位: GWh)	28,527	28,944
期末現在の住宅用顧客口座数(単位: 千)	5,043	4,945

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、大規模公共部門契約者から小規模民間事業者に及んでいる。EDF Energyは、住宅用顧客および企業用顧客に対して異なるリスク管理戦略を採用している。

ネット・ゼロへの野望の観点では、EDF Energyは、EDF Energyがより長い顧客関係を築き、新たな収入源を創出する機会として、当社の顧客のニーズにより一層応え、供給を越えた事業拡大のために、革新的な低炭素の商品およびサービスを開発している。同社は、B2CおよびB2Bの顧客に対し、料金、充電場所の設置および自動車リースを含む初の電気自動車向けサービスの提供を展開した。Royal Mail Group等の主要なB2Bの設置契約を含めて10,000件を超える問合せがあり、住宅用顧客および企業用顧客の両方からの早期における市場獲得が期待できる。

EDF Energyは、自家発電を行う顧客向けに、店舗商品連動型スマートホーム・デバイスおよび電池の提供ならびにスマート・メーター・データを使用したエネルギー効率に関するアプリケーションを開始した。産業向けには、再生可能エネル

ギー、貯蔵、エネルギー監査および需要側管理の集約取引プラットフォームに関するソリューションの展開に成功し、低炭素移行期におけるEDFの顧客を支援する方法を提供している。

住宅用顧客

2019年に、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、11.05TWhの電力および28.07TWhのガスを供給した。2019年12月31日現在、EDF Energyは、3.025百万の電力顧客口座および2.019百万のガス顧客口座を有していた。

競争

2019年度第3四半期末までの最新のデータによれば、中小規模の供給業者の合計市場シェアは、2018年度第3四半期末現在の27%に対して、約31%であった。2019年度第3四半期末時点における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。）は、2018年度第3四半期末時点における中小規模の供給業者60社に対して、49社であった。

EDF Energyは、2019年12月現在、年初から98,000個増加して、5.043百万個の製品勘定を有していた。全体としてのEDF Energyの市場シェアは、2018年度第4四半期における9.52%から2019年度第4四半期には9.45%に減少した。この減少は、その他の主要供給業者の市場シェアの平均損失2%と比較すると、好ましいものである。

合併および買収も市場における変化を推進している。E.ONとRWEとの間のアセット・スワップの結果、E.ONはnpowerの事業を取得し、Ovo Energyは、2019年にSSEの住宅用顧客事業を買い取るための承認を求めた。この要求は競争規制機関により承認され、その後、2020年初頭に売却が承認された。

競争による供給業者の経営破綻も生じており、2019年10月26日、EDF EnergyがToto Energyの約134,000の住宅用顧客（約240,000口座）およびSolarplicity Supply Limited（約7,500の住宅用顧客および約500の企業用顧客）のラスト・リゾート供給業者に任命されたことが発表された。

規制の改正

既定料金の上限

- ・2019年1月1日、Ofgemは住宅用顧客に対する規定料金の上限を導入した。
- ・上限の水準は、料金の改定を反映するために、前払いメーターを有する住宅用顧客に対する別の料金の上限と並行して、6か月ごとに更新される。
- ・2020年中に、Ofgemは、規定料金の上限を翌年も継続すべきかどうかについて政府に提言する予定である。

2020年より後のスマート・メーターの方針

- ・英国のエネルギー供給業者は、2020年末までにその住宅用顧客および小規模の企業用顧客にスマート・メーターを設置するための、「すべての合理的な措置」を講じることが要求されている。
- ・政府は、2021年から2024年までの期間のすべての供給業者に対する新たな義務について協議を行っている。政府は、設定した目標水準に挑戦した産業からの複数の反応を受けて、別の手法を提案した。EDF Energyは、政府の推奨する手法をより明確にする次の段階の協議プロセスが、2020年度第2四半期の初期までに開始されることを期待している。

ラスト・リゾート供給業者

- ・英国のエネルギー市場には、経営破綻した供給業者の顧客を保護するためのライセンス契約がある。Ofgemは、経営破綻した供給業者の顧客を引き受けるラスト・リゾート供給業者（SoLR）を任命している。破綻費用は、未払いの環境政策の負担金を含め、その後、一般に残りのすべての供給業者で相互に負担される。
- ・過去2年間に於いて、経営破綻した供給業者の数は多かった（13社）。2019年10月、EDF Energyは、OfgemよりToto EnergyおよびSolarplicityの2社の破綻供給業者のSoLRに任命された。これらを加えたことにより、EDF Energyの住宅用顧客ポートフォリオは約5%増加した。

Ofgemによるライセンスの改正

- ・Ofgemは、将来における供給業者の経営破綻のリスクおよび影響を最小限に抑えることを含め、申込者および供給ライセンスの保有者が適切な基準を満たしていることを確保するために、エネルギー供給業者のライセンス契約を再検討している。
- ・改正案には、効果的なリスク管理プロセスを確保するための規制当局によるすべての供給業者の監視の増加および供給業者が経営破綻した場合の顧客の貸方残高を保証するための措置が含まれている。Ofgemは、2020年度上半期中に最終的な決定を公表し、同年度後半に実施する予定である。

スマート・メーター

EDF Energyは、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。2019年、EDF Energyは、550,422個のスマート・メーターを追加で設置し、2019年末までに、展開の対象となるEDF Energyの顧客の約33%がスマート・メーターを有していた。現在までに合計1.5百万個のスマート・メーターが設置されている。EDF Energyは、2019年度第1四半期までに第二世代のスマート・メーターへの移行を完了することができるようになり、同年度後半にはSMETS2前払いメーターの大量展開を開始し、EDF Energyはそれを約33,500個設置した。EDF Energyは、2020年に同数個を設置することに加えて、Ofgemと将来の目標について協議を行っており、また、EDF Energyが規制上の責任を完全に果たすことができるよう、取締役会の全面的な支援および参加を得ている。

住宅用顧客サービス部門

EDF Energyは、2019年度第4四半期のCitizen's Adviceによる住宅用苦情格付一覧において、（5点満点のうち）4.45点を獲得し、査定された40の供給業者のうち、第6位からSSEに次いで第2位に上昇した。

2019年において、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、非常に満足していることが示された。トラストパイロット・スコアは、2018年末時点の（5点満点のうち）0.9点から4.4点に上昇し、「優良」の格付を獲得した。アドバイザー推薦スコア（*Advisor Recommendation Score*）は、（-100から+100の尺度で）平均+53と1年を通して着実に改善し、デジタル・ネット・イーズ・スコアは5点中4.4点を獲得した。EDF Energyは、取引の67.5%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

2019年において、非住宅用顧客部門は合計33.47TWhの電力（176,000の小規模の企業用顧客（SME）口座に対して2.16TWh、中規模および大規模の企業用顧客（I&C）口座に対して31.31TWh）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182.5TWhであり、EDF Energyは最大の企業用顧客向け供給業者となった。企業用向けの電力市場のほぼ半分が主要4社（EDF Energy、npower、SSEおよびE.ON UK）のみによって供給されている。

中規模の企業用向けは2019年を通して増加し、取引量は、経路のパートナーとの業績の改善に牽引されて、年初から1TWh増加した。この市場においてガス製品も発売された。

大口の企業用向けにおいては、Crown Commercial Service（CCS）が、英国で単独かつ最大の年間エネルギー供給契約の供給業者としてEDF Energyを3回連続で選任した。この4年契約は、2020年4月から2024年3月までとなる。EDF Energyは、1年当たり10TWh超、すなわち3.2百万世帯相当の電力を供給する予定であり、公共の建物のエネルギー効率の向上を支援する。この契約により、当社のMPAN（メーターポイント管理番号）への供給は、37,000MPAN増加する予定である。

輸出市場においては、気候変動対策を支援するために、Tescoが再生可能エネルギー発電事業者と複数の長期法人PPAを締結しており、EDF Energyは、Tescoと各施設について長期供給契約（合計年間約322GWh）を締結し、供給の平衡、市場へのルートおよび決済サービスをTescoに提供している。同施設は、2020年から2021年までの間稼働する予定である。

卸売市場の最適化

一般的原則

EDF Energyのエネルギー購入ならびにリスク管理を取り巻く方針は、EDFグループの方針に基づき実行されており、総利益のボラティリティを制限する一方で、EDF Energyの事業が最適化され、そのサービスが競合価格で提供されることを確保している。

卸売市場最適化（WMO）部門の目的は、1つの場所におけるEDF Energyの卸売市場リスクを所定のリスク限度および統制の枠組みに収まるよう管理することである。WMO部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間に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、原子力廃炉当局およびCentricaのような第三者との間で、資産担保商業用ストラクチャーの交渉および管理も行う。

電力の販売および調達

発電所が発電する電力は、EDF Energyの顧客事業内のWMO部門を通して販売される。2010年4月以降、原子力発電事業からの発電量の20%が、Centricaと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、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。2019年、EDF Energyは、この経路からおよそ6.4TWhを取得した。

EDF Energyのブルー・ラボ・イノベーション部門により開発されたパワーシフト・プラットフォームは、2019年に最初の顧客を獲得した。同プラットフォームは、エネルギー需要の削減または変更から収益を得るために、顧客に対し貯蔵および小規模発電の柔軟な活用を提供するものである。

2019年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約7.6TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2019年において、EDF Energyは、約38.2TWh売却し、30.7TWh購入した（差異は、数値の四捨五入によるものである。）。

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、ガスの貯蔵およびガス消費者の燃料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、発電予測ならびに燃料の目標貯蔵水準に基づき行われる。2019年におけるEDF Energyの石炭供給量の50%が国内供給業者からのものであり、50%が海外の供給源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基の建設および運営に関する最終的な契約を締結した。

同時に、サフォークのサイズウェル（UK EPRテクノロジーによるサイズウェルCプロジェクト）およびエセックスのブラッドウェル（UK HPR1000テクノロジーによるブラッドウェルBプロジェクト）の英国における原子力発電所2か所の開発ならびにUK HPR1000テクノロジーの包括的設計審査の交付に関する契約が締結された。

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（稼働中である。「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクトー台山のEPR」を参照。）の発電所で展開されている。

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、英国政府の事前の承諾なしに、HPCの建設期間中にその売却に関する支配権を保有しないという英国政府の要求に留意している。

プロジェクト費用およびタイムライン

ヒンクリー・ポイントCプロジェクトは、2016年9月に発表された日程に沿って、2019年6月に、第1ユニットのニュークリア・アイランド「コモン・ラフト」の完成であるJ-0の節目の到達に成功した。

この主要な節目の後に、本プロジェクトの費用、日程および組織について詳細な再検討が実施された。再検討の結果は、以下のとおりとなった（「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」と題する、2019年9月25日付プレスリリースを参照。）。

- ・2019年の初頭に発表された、2020年6月にユニット2のコモン・ラフトを完了する次の節目が確認された。
- ・事前に伝えられていたユニット1およびユニット2の商業運転開始日（COD）の遅延リスク（それぞれ15か月および9か月）が増大した（2017年7月に事前に伝えられていたとおり、かかるリスクが実現すれば、2015年の英ポンド換算で約0.7十億英ポンドの追加費用を伴う。この仮定に基づくEDFのIRRは、0.3%減少する（「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関する説明」と題する、2017年7月3日付プレスリリースを参照。））。
- ・本プロジェクトの完成に係る費用は、現在21.5十億英ポンド（2015年）から22.5十億英ポンド（2015年）の間（2015年の英ポンド換算で、中間利息および1英ポンド＝1.23ユーロのプロジェクトの参考為替相場と比較した外国為替の影響を除く。）と見積もられており、以前の見積りと比較して1.9十億英ポンド（2015年）から2.9十億英ポンド（2015年）（行動計画の影響額を除いた追加費用）増加した。範囲は、請負業者と提携して遂行される行動計画の効果によって異なる。

追加費用は、主として、掘削費用が予定よりも高額となった困難な地盤の状態、運営行動計画の目標の修正および英国の規制状況に適合する「この種類では初となる」発電所への機能設計の導入に関連する追加費用によるものである。

ヒンクリー・ポイントCのEDFの予測利益率（IRR）は、現在7.6%から7.8%の間（1英ポンド＝1.15ユーロの為替で算出されたEDFの持分のIRRであり、株主間で実施されているキャップ付き保証メカニズムを含む。）と見積もられている。

本プロジェクトの管理者は、2025年末におけるユニット1からの送電開始に向けて、引き続き動員されている。これを達成するため、プロジェクト管理チームにより監督される運営行動計画が導入されている。これには、英国およびフランスにおけ

るEDFグループのエンジニアリング・チーム、建築および付属する作業の請負業者ならびにサプライ・チェーン全体における機器およびシステムの供給業者が関与している。

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両株主間のキャップ付き補償メカニズムが含まれる。2019年9月に発表された追加費用によって、この条項はしかるべき時に発動される。これらの契約は、2016年9月にEDFとCGNとの間で締結された株主双務契約の一環であり、機密条項に服する（「第3 2（2）④パフォーマンスー4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」を参照。）。

プロジェクトの進捗

プロジェクトは、2019年末に、2020年半ばに設定されたユニット2の「J-0」目標を確認し、2019年に設定された以下の4つの目標を達成した。

- ・トンネル掘削機の発表
- ・J-0、すなわち、ユニット1のニュークリア・アイランドのコモン・ラフトの完成
- ・内部格納容器リフト1のエンジニアリングの完了
- ・ユニット1の加圧器の製造開始

加えて、他の主要な作業、特に、電気機械作業における商業提携の締結、Framatomeによる蒸気発生器の部品およびレグの製造、変電所プラットフォームのNational Gridへの譲渡、初の突堤への船の着岸ならびに溶接訓練所の開校が実現された。さらに、原子炉の鋼製格納容器ライナーの一部で重量170トンのライナー・カップの持ち上げおよび原子炉建屋への設置に成功した。

ユニット2のニュークリア・アイランド、従来のアイランドおよび揚水発電所の進捗は、計画どおり、ユニット1の12か月後となっている。

2019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、9.4十億英ポンド（額面価額。中間利息を除く。）または2015年の時価で8.8十億英ポンドであった。

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、機械、電気ならびに暖房、換気および空調（HVAC）（MEH）の組立開始となる。さらに、Framatomeからの最初の部品の発送および施設での燃料搬入のために、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。）

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、同条項が欧州連合の国家援助規則を遵守しているとの判断を下した。欧州委員会の決定は、オーストリアにより異議申立てがなされており、欧州連合一般裁判所に対する申立てが2018年7月12日の判決において棄却された後、現在、欧州連合司法裁判所に上訴されている。

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、ユニット2の稼働開始から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。

- ・HPCの行使価格は、92.50英ポンド/MWh（2012年）に設定される。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）、行使価格は、EPRについて被った最初の費用を両方のプロジェクトで共有するために、サイズウェルCからHPCへの追加の補償とともに、89.50英ポンド/MWh（2012年）に減額される。
- ・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。
- ・支払期間は、35年間である。ユニット1の商業的稼働開始が、ユニット2について契約で定められた期限から（すなわち、契約の条項に基づいてかかる日が延期されない限り、2033年10月31日から）4年超遅れた場合、政府は本契約を終了する権限を有する（ただし、終了する義務はない。）。さらに、ユニット1またはユニット2の遅延により、当該ユニットの稼働開始が商業的稼働開始期限後になる場合、同様の35年間の支払期間は、期限の超過に比例して減少される。

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内にある。

- ・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（2）④パフォーマンスー4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」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リスクに晒される。

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。英ポンドの下落の可能性に対するユーロの支出のエクスポージャーを制限し、英ポンドが上昇した場合に利益を獲得するため、2019年にヘッジ戦略がプロジェクト・レベルで実施された。

これにもかかわらず、EDFグループ・レベルでは、英ポンドの下落は、ユーロ建ての資金需要の減少につながり、その結果当該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、2基のEPR原子炉（3.2GW）の開発、建設および操業について、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。その結果、本プロジェクトは統合されるべきではない。目的は、今後、その他の投資家および貸手が参入し、EDFが同等の権利を有する少数株主となることである。最終投資決定は、2021年末頃を目標としている。

本プロジェクトの開発は、HPCからの複製戦略に基づいており、かかる複製戦略により、建設費用の減少にリスクの低下も合わさった結果、費用を抑えることが可能となるはずである。サイズウェルCプロジェクトは、EPRの技術にも基づき、HPCからのフィードバックおよび経験から恩恵を受ける。

本プロジェクトの資金調達については英国政府と協議中である。条件が今後定義されることを条件に、費用が規定の金額を超過するリスクに対する投資家のエクスポージャーに上限を設定する規制資産ベース（RAB）モデルが使用される予定である。このモデルは、リスク水準の低下に応じて資本コストの減少をもたらす。投資家は建設開始直後から収益を得る。政府は、新規の原子力プロジェクトについて検討されている規制資産ベース（RAB）モデルに対する利害関係者の見解を求めて、2019年7月から10月にかけて協議プロセスを開始した。フィードバックは2020年度上半期を予定している。

この資金調達モデルがこれほどの規模のプロジェクトに実施されたことは今までなく、したがって欧州史上最大の株式発行およびプロジェクト融資の1つとなる。したがって、最終投資決定に先立つ、適切なリスク共同負担の仕組みおよび最終的には対応する資金調達構造の確保は、本プロジェクト、英国政府および現在の株主にとって重要事項となる。EDFが、サイズウェルCについて最終投資決定を行い、開発段階後の本プロジェクトの資金調達に参加できるかどうかは、ヒンクリーCプロジェクトの業務統制、適切な規制および資金調達の枠組みの存在ならびに十分な投資家および資本家が利用可能であることに左右される可能性があり、かかる基準は現在まで満たされていない（「第3 2（2）④パフォーマンスー4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」を参照。）。

包括的設計審査UK HPR1000—ブラッドウェルB

EDFとCGNとの協力には、包括的設計審査（GDA）のプロセスを通じて、原子力規制局および環境庁から英国における中国製の設計HPR1000（UK HPR1000）の設計認証を取得するためのプロセスが含まれている。かかる目的のため、EDFおよびCGNは、ジョイント・ベンチャーのGeneral Nuclear Systems Limited（GNS）（EDFが33.5%およびCGNが66.5%を出資）を設立している。GNSのジョイント・ベンチャー株主契約は、2016年9月29日に締結された。

HPR1000テクノロジーは、中国において建設中のプロジェクト（防城港3-4）を基準としてCGNによって開発されている。

GDAは、2017年1月に開始した4段階のプロセスであり、最初の3段階は既に達成に成功している。第4段階は2020年2月に開始し、2022年1月末に完了する予定である。

並行して、EDFとCGNは、UK HPR1000テクノロジーを使用したブラッドウェル・オン・シーにおける原子力発電施設の開発において、ブラッドウェルBプロジェクトの株主契約を2016年9月29日に締結した。現在、開発段階につき、CGNは66.5%およびEDFは33.5%の持分を有している。

(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99.477%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。

エネルギー移行を背景に、2019年7月にEdisonは、イタリアの再生可能エネルギー市場における主要な事業者になるというEdisonの戦略目標に沿って、EDF Renewablesの完全子会社であるEDF EN Italia Spa（EDF EN Italia）から216MWの風力発電所および77MWの太陽光発電所（連結容量：純容量75MW）のポートフォリオを購入した。さらに、2016年にEDFの完全子会社であるFeniceは、エネルギー・サービス部門において戦略的関与を強化するためにEdisonと提携し、より充実した、多様な提供を行っている。これら2つの取引により、イタリア市場におけるEDFの事業は簡略化された。

またEDFグループは、Citelum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持続可能な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の優先事項ならびに国際的なエネルギー方針およびイタリアのエネルギー方針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。

2019年において、Edisonは、エネルギー移行における責任あるリーダーとしての地位を再構築することを目指す改革戦略の実施に焦点を当てている。同社は、二酸化炭素排出量の少ない再生可能エネルギー生産の増加および上流市場におけるエネルギー・サービスの開発に焦点を当てている。同時に、石油およびガスの探鉱および生産（E&P）から撤退する約束により、イタリアの国家環境・エネルギー計画（*Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030*）に沿った戦略的事業に集中することが可能となる。

今後における開発の主な推進力は、以下のとおりである。

- ・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、風力発電および太陽光発電のプロジェクトへの投資に的を絞ることにより、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。その他の目標は、再生可能エネルギーを補完する新たな高性能な発電所を開発することで、高効率および低公害の火力発電資産を増強することである。2019年にEdisonは、EDF EN Italiaを買収し、マルゲーラ・レヴァンテおよびプレゼンツァーノの2か所に新世代のコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所を建設することを発表した。
- ・最終市場への販売に関して、Edisonの目標は、とりわけ企業用顧客、サービスおよび行政の部門に対する、特に最終市場に合わせたエネルギー・サービスの開発および低炭素の提供を通じた革新的な提供により、イタリアの市場における地位を強

化することである。かかる目標は、ブランドの確立した地位、多様化した提供ならびに家庭用および企業用のガスおよび電力の顧客ポートフォリオを拡大する戦略から生じる相乗効果を利用している。

- ・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。長年積み重ねてきた技術によって、2017年以降、同社は、EDFとの業務契約を交わし、すべての資産の総合管理を提供することおよびEDFの上流ガス事業（特に、ガスおよびLNGの供給、契約管理、中長期の最適化、輸送ならびに貯蔵）を展開することが可能になった。また、当グループは、資産最適化に責任を負うEDF Tradingならびに大陸および英国の卸売市場への介入を行う短期取引からの恩恵を受けている。当グループのガス事業ポートフォリオの最適化に留まらず、小規模LNGをマーケティングするためのサプライ・チェーンを構築することで、Edisonは、海上輸送および道路輸送のための持続可能な燃料の開発を支援している。同社はまた、EDFグループの競争力を強化するために、イタリアのガス市場の発展ならびに供給の柔軟性および安定性の確保に貢献していく。

(ハ) Edisonの事業

2019年におけるイタリアのエネルギー消費量は、2018年から0.6%減少して、319.6TWhとなった。

281.4TWhの純発電量（揚水量を除く。）は、純輸入量が5.7TWh減少（2018年と比較して-13%）したことにより、国内消費量の88%（前年は86%）を占めた。2019年において186.8TWh（2018年より2.5TWh増加）となった火力発電量の増加ならびに太陽光発電量および風力発電量の増加（2018年は39.9TWhであったのに対して2019年は44.4TWh）は、不利な気候条件に起因する水力発電量の減少（2018年より5.9%減少して47.0TWh）によって一部相殺された。2018年の発電関連データ（ARERA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）。2019年のデータは、2020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。2019年において、Edisonのイタリアにおける純発電量は21.4TWhであり、イタリアにおける純発電量の約8%を占めた。

ガスの国民需要は、電力の純輸入量の減少ならびに水力発電量および石炭発電量の減少に関連して発電におけるガスの使用量が10%増加したことにより、2018年と比較して2.2%増加し、73.7Gm³となった。企業用および住宅用の消費量は、1.9%減少した。イタリアのガス輸入量は、国の需要の96%を占め、Edisonはこの輸入量のうちの21%、合計14.7十億m³を占めた。

2019年末までに、供給量市場がイタリアにおいて確立し、2022年および2023年の配電に係る2件の入札が開始された。Edisonは、両年において既存容量の2.8GWおよび15年間の固定拠出により、合計で1.4GWの新規容量を獲得した。

水力発電量に関して、水力発電所の委託を国が規制する「簡素化命令」（2019年2月11日付法律第12号）が制定された。新たな規定は、委託の割当ておよび委託料を対象としており、未だ公布されていない特定の地域法において施行されなければならない。

(a) 発電

イタリアにおいて、2019年12月31日現在、Edisonの設備発電容量（エネルギー効率化サービスを除く。）は、2018年の数値から約10%増加して、2019年において合計6.5GW（純発電量は20.6TWh）であった。

現在、Edisonの発電所は、水力発電所93か所、火力発電所14か所、風力発電所46か所および太陽光発電所64か所で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）は発電量の78%を占める一方で、水力発電は発電量の15%、風力発電および太陽光発電は併せて発電量の7%を占める。

2019年におけるEdisonの水力発電量は、（2018年から3.6%増加して）合計3.2TWhとなり、これはイタリアにおける約1.0GWの水力発電設備（そのうち約80MWは、一部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「小水力発電」設備によるものである。）の稼働に起因する。風力発電量および太陽光発電量は、とりわけEDF EN Italiaの発電所の取得および2016年の公開入札による新規の風力発電所すべてからの発電量により、2019年において0.6TWh増加した。

再生可能エネルギーの分野において、Edisonは、0.9GWの容量を確保し、イタリアの市場でERG（EDF EN ItaliaおよびE2iの容量を考慮に入れた、ANEV（ANEVの2019年冊子の11ページ）により公表されたデータ。）に継ぎ2番目の規模の風力発電事業者となった。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、Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili srlを通してEdisonが残りの30%を保有する会社のE2i（Energie Speciali srl）を通して、Edisonは風力発電所を稼働している。

E2iは、711MWの再生可能エネルギー資産を保有し、そのうち165MWは、2016年の公開入札で取得した8件の風力発電所の建設、改造または拡張に関するプロジェクトに相当し、かかる建設は、2018年後半から2019年の間に完了した。E2iによって生産されたすべてのエネルギーは、発電ポートフォリオの総合管理の一環としてEdisonに譲渡される。

さらに2019年7月において、規模を拡大し、顧客市場での相乗効果を追求するため、Edisonは、EDF Renewablesが保有するEDF EN Italiaの持分の100%を取得した。イタリアでは再生可能エネルギー事業の合理化が続いており、Edisonは、EDF Renewables Services SASから、当グループ（E2iを含む。）の再生可能エネルギー施設の運営および維持を請け負っているEDF EN Services Italia Srlの70%（以前はEdisonが30%の持分を保有）を取得した（「第2 3（2）①（v）（二）EDF Renewables」を参照。）。

国の電力システムの柔軟性および安全性を確保するために、ガスを燃料とする発電の開発と再生可能エネルギーとの統合を支援するイタリアの国家環境・エネルギー計画（*Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030*）に沿って、Edisonは、2019年にマルゲラ・レヴァンテ発電所の敷地内において、初の新世代コンバインド・サイクル・ガス発電所（CCG）の稼働を開始した。かかる780MWの施設は、高い柔軟性と効率性を有し（エネルギー効率63%）、環境への影響が少ない（二酸化炭素排出量が全国平均より40%低く、窒素酸化物（NO_x）排出量が70%低い）が、建設には3年かかる予定である。同社はまた、2020年の目標の1つとして、同様の技術を用いてカンパニア州プレゼンツァーノの760MWのグリーンフィールド・プロジェクトに着手し、約30か月かけて建設することを発表した。

国際的に、Edisonはギリシャにおいて確立しており、Hellenic Petroleumと並んで、ギリシャにおける主要な電力事業者の1つであるElpEdison S.A.の50%の持分を保有している。ElpEdisonは、Edisonにより建設され、小売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（400MW）、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） ガス

ガス戦略の実施において、EDFグループはEdisonを通じて、天然ガスの一貫したバリュー・チェーンに従った経験から恩恵を受けている。

Edisonのイタリアにおけるガス供給ポートフォリオは主として一連の長期契約に基づいており、2019年末現在、これらの契約は、ガス・パイプラインおよびLNGを通じた約14.7十億m³の輸入量をカバーしており、5.3十億m³は、（現在売却中の）E&P事業によりイタリアにおいて市場で購入または生産されている。

イタリアにおける2019年のガスの販売量の合計は、（2018年の20.7Gm³と比較して）20.0Gm³であった。Edisonは、4.9Gm³のガスを産業部門に、2.6Gm³のガスを住宅用顧客に、6.6Gm³のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に、5.8Gm³を卸売市場に供給した。

競争力を高め、イタリアのガスのサプライ・チェーンを強化する目的で、2019年後半、Edisonは、アルジェリアから年間1十億m³のガスを輸入する契約を2027年まで延長した。ロシアのガスについての長期の輸入契約は、2019年に終了し、Edisonは、2020年に開始する1十億m³のガスについての新たな契約を締結した。

2019年7月、Edisonは、Energean Oil & Gasに対し、合計750百万米ドルにカシオピアのガス田におけるガス生産の開始に伴う100百万米ドルの追加価値を加えた金額で、自社の石油およびガスの探鉱および生産事業を売却することを発表した。当該取引の完了は引き続き、事業を展開している様々な国、特にアルジェリアで求められる行政許可を取得することを条件とし、同国政府は、Edisonに対し、アルジェリアに所在するEdisonの探鉱および生産に係るポートフォリオの資産に関して、Sonatrachと協議をするよう要請している。探鉱および生産の資産の売却は、2020年に終了する予定である。

ガス・インフラ

Edisonは、ギリシャとイタリア（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）および東地中海地域（イスラエル、キプロス）からギリシャ（EastMed）およびイタリア（Poseidon）へのガス資源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%を保有およびDepa SA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。）。とりわけ、全長182kmおよび年間3十億m³の輸送容量を有するIGBガス・パイプラインの建設は、2019年に開始した。かかるプロジェクトは、欧州委員会の共同利益プロジェクトの1つであり、84百万ユーロに相当するEUの援助からの恩恵を受けている。2019年末現在、IGI Poseidonおよび（イスラエルのインフラを運営している）Israel Natural Gas Lines Company Ltdは、欧州の集水地である東地中海を繋げるEastmedガス・パイプラインの開発についての共同契約を締結した。

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年以降Edisonは、LNGを販売するために小規模のLNGサプライ・チェーンを構築することに従事しており、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。Depositari Italiani GNLは、2019年に貯蔵庫の建設を開始した。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

2019年、Edisonは、イタリアにおいて（2018年には29.4TWh、すなわち6%増の）31.2TWhの電力を販売した。このうち、20.6TWhは発電（連結基準に従って結論付けられた生産データ）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14.9TWhであり、すべてのセグメント（産業部門を含む。）にわたり、2018年と比較して9%増加した。2019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0.6百万の電力顧客および約0.9百万のガス顧客に供給している。

マーケティングの展開は、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生産拡大を支える基盤事業として、引き続きEdisonにとって優先事項である。2018年上半期のGNVI（Edison Energieに改称し、2019年にEdison Energieに統合）およびAttivaの取得を契機に、2019年にEdisonは、HomeServeグループからAssistenza Casa（2017年以降、Edisonが同社の51%の持分を保有していた。）のすべての株式資本を取得し、家電製品の維持に対する革新的なサービスの提供を拡大した。同社はまた、住宅保険、住宅用太陽光発電および電気モビリティ・サービスといった、家庭用製品のあらゆる分野について、家庭用顧客に対するサービスのポートフォリオを充実させた。2019年、Edisonは、イタリアにおける販売店網（Edisonがごく一部を所有している。）の規模を204店舗から364店舗に拡大し、顧客との関係をさらに強化した。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。国内部門と同様に、B2Bの顧客は、太陽光発電、電池および電気自動車の使用を組み合わせた新しい環境配慮型商品の提供からの恩恵を受けることができる。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。顧客満足度の上昇ならびに低炭素商品および部門別の目標とする付加価値サービスの開発は、最終市場との繋がりを強化し、顧客基盤を拡張させるはずである。

（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、成長している分野において、その地位を確立することを目指している。顧客への提供には、顧客の拠点における環境基準への準拠に対する支援が含まれる。

ビジネスモデルは、顧客の要求に適応される。ESMD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。当部門は、約420の顧客を有しており、FCAグループとの契約は、依然として事業の大部分を占める。

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。事業モデルは、顧客の要求に適応させることができ、その範囲は第三者金融による顧客支援またはEdisonによるプロジェクトへの直接的な投資（Escoモデル）にまで及ぶ。

Edisonは、Edison Facility SolutionsおよびZephyro（それぞれ2017年および2018年に取得）ならびにイタリアの北部および中央部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。

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、その主要顧客であるFCAとともに事業を行っている。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。2019年において、同社は、イタリア北部および中央部の約150,000人の利用者に対して0.3mmcの天然ガスを配給した。

(二) イタリアにおけるEDF Renewables

2019年において、EDF Renewablesは、Edisonに対しその資産を移譲した（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（a）発電」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（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。

(iii) その他国外

「その他国外」部門において、当グループは2019年末現在4.2GWの総設備容量を有し、2019年には22.4TWh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、EDF BelgiumおよびLuminusを通じて事業を行っている。

EDF Belgium

Electrabelとの原子力エネルギーに関する長期協働契約の一環として、EDFは、ベルギーの完全子会社であるEDF Belgiumを通じて、チアンジュ1原子力発電所の持分の50%につき、不可分の共同所有権を有している。EDFに帰属する電力容量は、481MW（またはベルギーの発電容量の2%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ1の発電量は、（2015年末に追加で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。

Luminus

2019年末現在、EDFグループは、その子会社であるEDF Belgiumを通じて、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。

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。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。

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。

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。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。

原子力発電所の引出権とは別に、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。

Luminusは、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、ワロンおよびフランドルにおいて散在する7つの水力発電所を稼働し、52の陸上風力発電所、計189のタービンを有している。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、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いる。

エネルギー・サービス

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、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Luminus Solutions（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。

2019年にLuminusは、エネルギー・サービスへの拡大戦略を継続し、暖房、換気および空調（HVAC）を専門とするDe Klerk Engineeringおよび（Newelevecを通じて）ERVACの設計会社を取得したことにより、バリュー・チェーンの上流でのプレゼンスを拡大した。ATSはまた、企業用市場（B2B2C）でHVACにおける活動を行っているCensatechを買収した。その他の発展として、「複雑なエネルギー・ソリューション」事業の構築には、Luminus SolutionsおよびVMIの従業員の統合も含まれる。

Citelum

2019年、SOFICO WallonieならびにCitelum（主契約者）、Luminus、CFEおよびDIFで構成されるLuwaコンソーシアムは、ワロン地域の主要道路および高速道路網のための道路照明設備の設計、近代化、資金調達、運営および維持管理に関するPPP契約を締結した。また、契約期間中に実施される維持管理および4年間の作業も今年開始された。かかる20年間の「照明計画4.0」では、100,000個のLED照明のアップグレードならびに交通センサーおよび検知センサー、さらには遠隔管理システムの導入が進められている。

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、近年の革新およびSiemens（LTSA）との管理契約の再交渉によってさらに強化され、Sloe発電所は、2019年初めから2019年9月末までに約5,000時間稼働し、稼働率は68%となり、同時期の過去2年間の平均と比べて15ポイント上昇した。

スイス

2019年4月5日、EDFは、Alpiqの持分の売却について拘束力のある契約を締結したことを発表した。ドイツの競争当局の許可を得た後、EDFは、2019年5月28日、スイスのエネルギー会社の25.04%の持分の売却を完了した。

ドイツ

EDF International SAS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。

2019年6月、EDF Pulse Croissance Holdingを通じて、EDFグループは、再生可能エネルギーの生産および地域での融通性を集約するドイツの会社であるEnergy2market（e2m）の株式資本の100%を取得した。e2mは、85人の従業員および2,000の顧客を抱えており、そのほとんどがドイツに所在する。総設備容量が3GWを超える、接続された分散型エネルギーの生産および融通性に係る施設4,500か所（風力発電所、太陽光発電所、バイオマス発電所等）の管理および操業を行っている。かかる取得により、EDFグループは、ドイツ市場におけるダイレクト・マーケティングおよび地域での融通性を提供する主要企業となった。e2mの開発は、EDF Local Energy Management（LEM）によって調整されている。

エアランゲン（バイエルン州）に拠点を置くFramatome GmbHは3,400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PWR（加圧水型原子炉）およびBWR（沸騰水型原子炉）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 Renewablesは、Futurenの設備容量を含めると、ドイツにおいて2019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）（ニ）EDF Renewables」を参照。）。2019年9月、EDF Renewablesは、現在ドイツで発展途上にあるドイツの会社Atlus AGから、総容量約300MWの風力発電プロジェクトのポートフォリオを取得したことを発表した。

2019年4月に開催された国際的な産業見本市のハノーバー・フェアにおいて、EDFは、産業およびモビリティ向けに高性能な低炭素水素を提供する任務を負う当グループの新たな子会社であるHynamicsを創設したことを発表した。Hynamicsの発展にとって、ドイツはターゲット国の1つである。

2019年10月、EDF Deutschlandは、ドイツ北部で水素関連プロジェクトを考案し、開発する会社であるHypion GmbHの33.3%の持分を取得した。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。

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。

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。

EDF Deutschlandは、Ubitricityにおける持分を18.94%に引き上げた。ベルリンを拠点とするかかる新興企業は、電気自動車用の街灯充電ソリューションを提供している。かかる革新は、EDFグループの電気モビリティに関するサービス提供をさらに充実させる。

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。

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 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Dalkia 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

2019年12月31日現在、EDFグループは、Endesa Generación（40.99%）、Iberdrola Generación（12.0%）およびEDF España（8.54%）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、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。2019年5月13日に開催された株主総会において、同社は解散し、清算されることが決議された。同社は、清算中も法的構造を維持する。

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（「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。

2019年にCitelumは、アストゥリアス州のオビエドの照明を最適化することで、都市の持続可能性を高め、約80%の節電を達成し、年間84トンの二酸化炭素排出量を回避した。ラ・ヌシアにおいて、Citelumは、第99回スペイン陸上競技選手権大会の開催に合わせて、カミロ・カーノのスポーツ村にあるオリンピック競技場の正面に新しいスポーツ用の照明およびイルミネーションを設置した。

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 Spain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。

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、9.8GW超の総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、7.1GWの総設備容量および建設中の容量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、Dalkia Energy Solutions（旧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る。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契約を締結した。かかる契約に基づき、Exelonは3つのCENG原子力発電所（5つの原子炉）の運営業務の管理を行う。

契約の一環として、CENGは、EDFに特別配当金400百万米ドルを支払い、EDFは2016年1月1日から2022年6月30日までの間にExelonに対し、EDFのCENG持分を公正市場価格で売却できるプット・オプションを取得した。2019年11月20日、EDFは、プッ

ト・オプションを行使する意向をExelonに対して通知することにより、プットの手続を開始した（EDFの2019年11月20日付プレスリリース「EDFが、CENGへの出資に関して、プット・オプションを行使することを通知」を参照。）。株式の売却価格は、売却オプションの契約条項に従い、その公正価格の評価額に基づくものとする。取引の完了は、必要となる規制上の許認可、とりわけ原子力規制委員会（NRC）からの許認可の取得を条件とする。

CENGのガバナンスは、10名のメンバーによって構成される取締役会により提供される。うち5名はEDFグループにより指名され、残りの5名（社長を含む。）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)	
				2019年	2018年
カルバート・クリフ1	908	100	908	7.91	7.29
カルバート・クリフ2	881	100	882	7.10	7.70
ナイン・マイル・ポイント1	620	100	620	4.57	5.31
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	1,287	82	1,056	9.16	8.29
REジーナ	576	100	576	4.99	4.70
合計	4,272		4,042	33.74	33.28

(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0.84%を占めた（2018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、DynergyおよびNRGである。

ニューヨーク州の規制

2016年8月1日、ニューヨーク州公益事業委員会（NYPSC）は、新たな規制を確立する条例であるクリーン・エネルギー基準（CES）を公布した。かかる基準は、ある側面において、ゼロカーボン発電の環境上の特徴を認識することにより、ニューヨーク州の原子力資源を保護することを目標としている。制度には、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、2017年4月1日から2029年3月31日まで効力が生じる、各2年の6つのトランシェにより管理される12年間の契約を通じて、ZECを適格な発電所から調達している。適格な事業者に対するZECの支払いは、上限および最低性能要件に従い、発電されたメガワット時の数値に基づいて行われる。各トランシェにおけるZECの買取価格は、連邦政府により2016年に見積もられた炭素の社会的費用に基づく公式を使用して、行政的に決定される。かかる公式には、エネルギー市場および容量の価格変動に関連する下方修正が含まれる。（2017年4月1日から2019年3月末までの）最初のトランシェに係るZECの価格は、1MWhの発電につき17.48米ドルに設定された。これに続く（2019年4月から2021年3月末までの）トランシェに係る更新価格は、1MWhの発電につき19.59米ドルに増加した。これ以降の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。2019事業年度中、CENGは、ZECの売却により、357百万米ドルを計上した。

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。2019年10月8日にニューヨーク州高位裁判所は、申立人による残りのすべての請求を棄却する決定を下した。2019年11月5日に申立人は、ニューヨーク州高位裁判所控訴3部に対して、審判請求書を提出した。控訴書類の準備に係る期限は、2020年5月5日に設定されている。

(b) 北米におけるEDF Trading

EDF Tradingは、電力（送電権を含む。）、ガス、石炭および環境商品に関して、北米市場で業務を行っている。EDF Energy Services は、EDF Tradingの商業用リテールおよび産業用リテール部門であり、北米の大規模かつエネルギー消費の多い商業用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、2019年には風力、太陽光およびバイオガスによる868MWの総発電容量を稼働した。

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。

(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、505人の従業員を有している。Dalkiaは、米国におけるDalkia Energy Solutions（旧Groom Energy Solutions）およびAegis Energy ServicesならびにカナダにおけるDalkia Wastenergy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（1）④EDFの研究開発パートナーシップ」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。）。2019年、Citelumは、Safe Harbor Marinasのために、ニュージャージー州からフロリダ州にかけての東海岸沿いにある14か所のマリーナにおいて、屋内外の照明の在庫を構築した。

(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、かつ新たに建設する可能性のある発電所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 SA（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 NFの100%を保有している。EDF NFは、リオデジャネイロのマカエ地域に位置し、725MW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、リオデジャネイロ市における配電会社のLightとの間で、20年間の725MWの電力購入契約（PPA）を結んでいる。EDF NFは、リオデジャネイロ大都市圏で消費されている電力エネルギーの約25%（2.5百万の顧客）に匹敵する供給を行っている。2019年における発電所の発電量は、2018年末から20%増加して、5.9TWhとなった。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、残高がスポット市場で販売される。

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、402MWの設備容量を有し、マット・グロッソ州の50%（1.6百万の顧客）に匹敵する電力供給を行っているシノプの水力発電所の建設、維持管理および運営に責任を有するSinop Energiaの51%の持分を取得した。2019年1月24日にSinop Energiaは、貯水池の給水に係る環境上の許可を取得した。環境上の許可の遅延およびEPC（設計・調達・建設）請負業者との問題により、商業的な操業が延期になっていたが、最終的に最初のタービンの操業を2019年9月17日、2つ目のタービンの操業を2019年10月18日として、ANEEL（ブラジルの規制当局）からの承認が下りた。

2018年度第1四半期において、EDF NFは請負業者として、Sinop Energiaの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。この運営および維持管理の業務は、EDF NFが導入している革新的な技術により、2020年末から（シノプから2,500km離れている）マカエからリモートで行われる予定である。

EDF Renewablesの子会社は、CAP2030戦略計画に沿って、以下のポートフォリオを通じてラテンアメリカ、とりわけブラジルにおける発展を加速している。

- ・（ミナスジェライス州に位置するラテンアメリカで最大規模の太陽光発電所の1つである）ピラポラ発電所からの400MWの太陽光発電エネルギー
 - ・バイア州で開発中の600MWの風力発電エネルギー
- 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。
 - ・地方自治体の公共照明およびその管理ならびに接続された公共サービスを取り扱う関連会社のCitelum。2019年にCitelumは、ブラジルにおいて、サンフランシスコ・ド・コンデ、カシアスおよびゴイアニアとの契約を更新し、ヴァリーニョスに参入し、インペラトリズにおいて新たな契約を獲得した。
 - ・ブラジルにおける既存および将来の原子力発電を促していくために、原子力事業分野の契約を通じてEletro nuclearおよびEletrobrasと協働しているFramatome。契約の一部の目的は、アングラ3発電所の建設の遂行に貢献することである。

（b） チリ

2013年以降、EDFは、チリにおけるパートナーであるAndes Mining & Energy（AME）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。

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。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、最終的に2019年11月に許可が付与された。

さらに2017年12月にEl Campesino発電所は、750MWの火力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。同取引のクロージングは2018年5月に行われた。

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）（二）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・バ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。

（c） ペルー

2018年にEDFは、2018年12月に設立された子会社のEDF Peru SACを通じて、合計260MWのアルトおよびチョンタヤク・バヨの流込式水力発電プロジェクトを開発するために、ペルーにおけるパートナーのGCZ SACと共同開発契約を締結した。

（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EPR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35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。台山の施設（1,750MWの原子炉2基）の稼働開始とともに、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、中国の主要な電力会社とともに構築している。2019年の中国におけるEDFの資産からの電力のうち、中国の全国平均よりも高い41%が二酸化炭素フリーであった。

原子力発電事業

大亜湾—嶺澳発電所および台山発電所

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（Framatomeを含む。）およびCGNグループの補完的な専門技術に依拠する。ユニット1は2018年12月13日に、ユニット2は2019年9月7日に商業運転を開始した（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」および「第3 2（2）④パフォーマンス」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制」を参照。）。

パートナーシップ契約

EDFは、特に同業者であるCGNおよびCNNCとともに、中国の原子力業界における主要な関係者とのパートナーシップを構築している（後者は当グループの事業ラインの恩恵を受けている。）。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、プロバイダー、研究開発および発電所の維持管理に関する合意の実行により、2014年に補完された。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。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。EDFはまた、中国における発展を模索するEDFの適格な供給業者によって構成されている仏中電力協会（*Partenariat France Chine Électricité*またはPFCE）の議長も務めている。

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、2019年に更新された。

最後に、2015年6月の仏中間の政府宣言を背景として、とりわけ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。

2019年11月にフランスの大統領および中国の主席により支持された仏中関係の行動計画は、フランスと中国の事業グループ間のEPR、とりわけ台山のEPRに関する協力関係を高く評価し、中国および第三国市場における協力の継続ならびに英国におけるプロジェクト（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）の共同事業の継続を呼びかけた。

Framatome

原子力蒸気供給システム、計装制御システムの供給、設置基盤サービスおよび燃料を、すべて高い水準のパフォーマンスおよび安全性とともに提供することに特化したFramatomeは、中国において35年間事業を行っている。Framatome Chinaは、顧客のニーズに対応するために、現地のスキルおよびチームのほか、自身の国際的な専門家、エンジニアおよび技術者を活用している。同社は、EPRを設計し、台山発電所のユニット1およびユニット2は現在、商業運転を行っている。またFramatomeは、ITERの核融合プロジェクトセンターにおけるトカマク施設（TAC1）の組立および設置に関与しており、華龍プロジェクトのために燃料のほか、複数の機器および技術的構成要素（原子炉冷却材ポンプ（RCP）、原子力計装制御（I&C）等）を供給している。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、9つの拠点（上海、連雲港市、松江區、海塩、徳陽、深セン、大亜湾および台山）で事業を行っており、北京に代表事務所を置いている。

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、China 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」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、燃料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グループは、EDF Renewablesの中国子会社を通じて、総設備容量219.3MWを有する5つの稼働中の風力発電所における持分（EDFの持分は102.6MWに相当）および開発中の数百メガワットに相当するプロジェクトのパイプラインを有している。2018年にEDF Renewablesは、企業用顧客向けの屋上太陽光発電ソリューション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への多角化を行った（現在までに109.8MWが稼働中かまたは建設中であり、EDFの持分は87.75MWに数十メガワット分のパイプラインを加えた値に相当する。）。またEDF Renewablesは、山東省においてQilu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、Qilu Transportationとともにジョイント・ベンチャーを設立した。

洋上風力発電の分野では、2019年3月に中国の主席がフランスを公式訪問した際に、EDFは、江蘇省の沿岸部において2つのプロジェクト（東台IVおよび東台V）を建設することについて、China Energy Investment Corporationとの間で合意に至ったが、最終契約は中国当局の承認に服する。両当事者は、500MWの合計容量を有するこれらの風力発電所の建設および操業を共同で行う予定であり、同発電所は現在から2021年にかけて漸進的に稼働開始される予定である（「第2 3（2）①（v）（二）EDF Renewables」を参照。）。

研究開発活動

設立から8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。中国の極めて動的で革新的なエコシステムの恩恵を受けて、中国におけるEDFの研究開発センターは、デジタル技術および人工知能のエネルギー事業ラインへの適用に取り組んでいる。

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。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ことを目指している。

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30%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。最初の低温生産は、2020年に商業運転を開始する予定である。かかるプロジェクトにより、年間20,000トンから70,000トンの二酸化炭素排出量が削減できる予定である。

エネルギー・サービスの分野では、2013年に武漢市の蔡甸区におけるDongfeng Peugeot Citroën Automobileとの間で締結された照明に関する契約が、2014年および2015年に地域全体に拡張されて、65,000の照明をカバーすることとなった。EDFはまた、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、蔡甸区と協働している。

2019年11月にEDFおよびHuadianは、武漢市の中心部における既存の暖房ネットワークの運営を行うジョイント・ベンチャー（EDFの持分は49%）を設立するための契約を締結した。HuadianのCCGTの廃熱を原動力とする同ネットワークは、EDFが三門峽において導入しているデジタル・ツールの恩恵を受ける。

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、分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、都市部の太陽熱暖房、バイオマスおよび地熱エネルギー）ならびに中国の研究開発センターとともに現地で開発されたデジタル・ツールの分野に関するEDFの欧州におけるスキルを活用することにより、産業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（100,000の街路照明に関する）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。2019年にCitelumは、昆明市近くの七星村において無償で288の照明を供給し、設置した。

（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、マイクロ送電網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

2019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。

2019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（2018年には38%）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。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選ばれた。2018年11月2日、ベトナムの商工省（MOIT）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。2019年を交渉に費やし、その後、実現可能性の調査が完了した。2020年の作業計画には、この実現可能性の調査に係るMOITからの最終的な承認を取得すること、ならびに2024年末までに最初のユニットが稼働開始するために必要な委託契約およびその他の契約書類の交渉を前進させることが含まれる。

ラオス

2019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。

2018年にEDFは、EDF Internationalが保有するNTPCにおける少数株主持分を取得した。2019年には、EDF Investの専用資産に対する引当金繰入額が確定した。

2019年の事業は、ナム・テウン 2 の地域における社会的支援および環境支援の任務を継続しながらも、水文学的に難しいラオスの気候の中での施設の運営管理に重点を置いた。

2019年には、ナム・テウン2水力発電ダム貯水池において、240MWpの容量を有する水上太陽光発電所を開発するプロジェクトが開始した。このプロジェクトは、ラオス政府によるエネルギー構成の多様化戦略の一部を構成するものである。

インド

原子力では、インドの国営電力会社であるNuclear Power Corp. of India Ltd. (NPCIL) は、2016年1月にジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の建設計画に関する覚書が合意された後、協力の枠組みをさらに具体的に定義することを目的として、2017年に引き続き協議を行った。その結果、2018年3月10日に産業契約が締結され、同契約に従ってEDFは、プロジェクトに関する産業の構造化について特に責任を負うEPR技術の供給業者として行動する（「第2 3（2）①（ii）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」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、仏印協力計画に基づいたインドの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。2019年3月14日にEESL3が正式に開始した。現在、大々的な展開に先立つ試験フェイズが進行中である。2019年中に子会社のEDF International Networksがインドにおいて設立され、同社はEESL3プロジェクトの実施を調整している。

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）（ニ）EDF Renewables」を参照。）。

Citelumもまたインドで事業を行っている子会社であり、アフマダーバード市における約178,000の照明を運営し、Tata Projects Ltd.のためにノイダにおける74,000の照明の改修を行っている。

ミャンマー

ミャンマーの北東部のシャン州に位置するシュウェリ川において水力発電ダムを開発するシュウェリ3プロジェクトは、2019年にさらなる節目を迎えた。このプロジェクトは、671MWの水力発電ダムの建設および20年間の操業に関連する。EDFグループは、民間セクターのパートナー企業2社（1社はミャンマー企業（Birman Ayeyar Hinthar Holdings Co. Ltd.、10%持分）で、もう片方は日本企業（丸紅株式会社、32.5%持分））およびミャンマー政府の電力エネルギー省（MOEE、25%持分）とともにプロジェクト開発に対して責任を負うコンソーシアム（32.5%持分）の主要な請負業者に任命された。2020年中も継続している交渉の目的は、2025年に計画されている稼働開始に向けて、電力購入契約およびライセンス契約を締結することである。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、現在人口の約50%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。

EDFはまた、2019年10月7日にミャンマー政府の農業省の立合いの下、InfraCo AsiaおよびSolarisesysとの間で（法的拘束力を持たない）覚書を締結したことにより、ミャンマーでマイクロ送電網の開発を開始した。その目的は、ミャンマーのマグウェ地域に位置する複数の農村において、太陽光およびバッテリーによるハイブリッドのマイクロ送電網を開発することである。

インドネシア

インドネシアでは、EDFグループが、再生可能エネルギー・プロジェクトを重視し、国の孤立した遠隔地においてマイクロ送電網を開発することにより、電力へのアクセスを促していく開発戦略を継続している。

これと同時に、エネルギー構成に関する問題およびスマート・エネルギー・ソリューションの実施における協力を強化する目的で、ITB（バンドン工科大学）との間で（法的拘束力を持たない）覚書が2019年11月付で締結された。

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 Pte. Ltd.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およびEnedis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。2019年には、かかるデモンストレーターのサービスが開始され、主要な節目

の多くが達成された。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。

当グループは現在、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、シンガポールに定着している。

(ト) アフリカ

当グループは、それぞれの地理的地域に応じた適切な選択に基づき、高エネルギーの需要がある国を支援することおよび持続可能な多産業間のパートナーシップを構築することによって、アフリカ大陸における発展を望んでいる。またEDFは、競争の激しい送電網非接続型エネルギーの供給における活動を強化している。

南アフリカ

EDFグループは、2007年に南アフリカの原子力プログラムの再開を当初の目的として、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2019年10月に修正され、現在は2030年までに追加で約20GWの再生可能エネルギー容量および3GWのガスを稼働することを規定している。原子力に関しては、モジュール式原子力発電所の建設に関する調査が開始された。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。

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。

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。

2019年5月、国際的な入札を経て、モロッコの持続可能エネルギー庁であるMASENは、ヌール・ミデルト複合型太陽光発電所の第1フェーズの設計、建設、運営および維持を行うために、EDF Renewables、アラブ首長国連邦の企業であるMasdarおよびモロッコの企業であるGreen of Africaから成るコンソーシアムを選出した。このミデルト北部に位置する800MWの容量のプロジェクトは、世界で初めて集光型太陽熱発電と太陽光発電を組み合わせた革新的なハイブリッド発電所である。

さらに当グループは、モロッコにおいてFeniceの子会社であるEDF Fenice Marocとともに、エネルギー効率化業務（「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ハ) (d) エネルギー・サービス」を参照。）に従事しており、また子会社のCitelum Maghrebとともに公共照明に従事している。

セネガル

また当グループは、カフリン・タンバクンダー・ケドゥグの地方電化委託事業の事業者であるERA社を通じて、セネガルにおいても事業を行っている（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (リ) 送電網非接続型のエネルギー」も参照。）。2019年にEDFIは、Matforceが保有するERAの30%の持分を取得し、ERAの唯一の株主となった。

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%) が保有するNachtigal Hydro Power Company (NHPC) 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の建設を2019年2月1日に開始した。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。ナハティガルの財務上のクロージングは2018年12月24日に完了した。最初のローンの引出しは、2019年1月に実行された。

ナハティガル水力発電所は国にとって大規模なプロジェクトであり、稼働が開始されれば、カメルーンにお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生み出すことを目標としている。

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。2019年8月に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、共にアスワン近くのベンバンに所在する2か所の65MWpの太陽光発電所の出資、建設および試運転を行った。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) (ii) EDF Renewables」を参照。)

2019年にEDF Renewablesは、エジプトの民間による太陽光発電の新興市場における有力企業Karm Solarに対して、戦略的な出資を行った。Karm Solarは、170MWの稼働中の太陽光発電所および建設中または開発中の発電所のポートフォリオを有している(「第2 3 (2) ① (v) (ii) EDF Renewables」を参照。)

EDFは、エジプトにおける送電網の延長に関し、Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) に対してコンサルティング・サービスを提供している。2017年に落札した2件のコンサルタント業務(1件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から受注したもので、もう1件は、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。)を通じて実施する53,000個のスマート・メーターの配備を管理するために、Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) から受注したもの)の実施は、現在進行中である。2019年6月にEETCは、EDFに対し、新たな国営の給電所(その所在地はエジプトの行政上の新たな首都となる予定)のエンジニアリングおよび建設の監督に関するOTC契約を付与した。

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、エジプトにおいて石油およびガスの探鉱および生産(E&P)の事業を行っている。Edisonの探鉱および生産(E&P)の事業の売却手続は、進行中である(「第2 3 (2) ⑤ (ii) (ハ) (b) ガス」も参照。)

コートジボワール

EDFグループは、アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCA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いる。2017年11月30日に電力の売却価格に関する契約がコートジボワール政府との間で締結され、2019年12月9日には委託契約が政府との間で締結された。最終投資決定は2020年3月を目指している。

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、現在「Zola Electric」として知られているジョイント・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」も参照。)

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」も参照。)

(チ) 中東

EDFグループは、中東地域において開発およびプロジェクトの監視業務に従事しており、アラブ首長国連邦(UAE)に所在する営業所を通じて、地域の事業を網羅している。

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。最初の200MW+300MWの2つのフェーズの試運転が行われ、3つ目の300MWのフェーズが建設中である同発電所は、世界最大級の太陽光発電所の1つとなる予定である（「第2 3（2）①（v）（ニ）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。

現在ドーハにおいて、変電所および高電圧電力線ネットワークの建設（このプロジェクトは「フェーズ13」の一部である。）とともに、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に関する主要なコンサルティング・プロジェクトが行われている。

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年および2019年に締結された「発電・最適化センター（GOC）」に関する2つの契約は、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。

さらにEDFは、Masdarとパートナーシップを組んでいる子会社のEDF Renewablesを通じて、サウジアラビア初となる、400MWの設備容量を有するデュマト・アル・ジャンダルの風力発電プロジェクトの出資、建設および運営に係る入札を2019年に勝ち取った（「第2 3（2）①（v）（ニ）EDF Renewables」を参照。）。

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295MW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。2019年にEDF Renewables Israelは、2021年までに建設予定の170MWpを超える容量の政府による入札4件を勝ち取った（「第2 3（2）①（v）（ニ）EDF Renewables」を参照。）。

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の分野において、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提供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、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に貢献する目的でNEoT Offgrid Africaを設立するために、投資会社のMeridiamと協力した。

トーゴ-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。

南アフリカ-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、初めてクワズール・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（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (ト) アフリカ」も参照。）。

セネガル—ERA

セネガルにおいて、EDFグループは2019年12月31日現在、ERA社の全株式を保有している。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（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (ト) アフリカ」も参照。）。

ケニア—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。

コートジボワール—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っている、現在「Zola Electric」として知られている米国会社の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Zola Electric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（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (ト) アフリカ」も参照。）。

ガーナ—ZEGHA

現在「Zola Electric」として知られているOff Grid Electric、ガーナの会社であるCHグループおよびEDFは、ZEGHAの設立を決定し、コートジボワールをモデルとして、2017年12月にパイロット・フェーズに着手した（「第2 3 (2) ⑤ (iii) (ト) アフリカ」も参照。）。

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実績の追求に焦点を当てた法的、技術的および社会的な環境の中で、EDFグループは、顧客に対して革新的かつ効果的なソリューションを提供するために、エネルギー・サービスにおいて著しい成長を遂げることを目指している。

これらのソリューションは、当グループの専門技術、とりわけ研究開発技術を活用しており、様々な子会社を通じて実施されている。2017年6月、これらのソリューションは、「EDFエネルギー・ソリューション (EDF Solutions énergétiques)」ブランドという1つのバナーの下に集められ、エネルギー移行および経済効率化に挑戦する顧客を支援することを可能にした。さらに2017年にEDFグループは、環境保護上およびデジタル上の移行を探り、顧客に革新的かつ競争力のあるサービスを提供する役割を担う、EDFの新興企業のインキュベーターとして立ち上げられた新たな組織「EDF Pulse Croissance」を設立した。

当グループが開発したエネルギー・サービスは、分散発電、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、水素、蓄電池貯蔵、国内サービス、スマート・ビルディング管理および発電資源を含む幅広い分野において、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。提供されるソリューションの範囲は、補完的かつ革新的であり、顧客の新たな要件、とりわけ炭素排出量の削減およびエネルギー・パフォーマンスの改善に係る要件を満たすものである。

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。このアプローチはDREEVの設立およびEV100プロジェクトの立上げにより、2019年に強化された。

2019年においてEDFは、現在Izi Solutionsとして知られているHello Casaの取得により、地域のサービスに従事した。この新たな活動は、家の快適さとエネルギー・パフォーマンスの改善を目指している。

またEDFは、2019年に電気工学企業3社を買収してEDF ELECTROTECHNICSブランドの傘下に集めることにより、電気工学においてもその存在感を拡大している。これによりすべての部品が管理され、低電圧、中電圧および高電圧の設計、取付けおよび維持管理の提供に必要となるすべての局面ならびに全国の企業用顧客の緊急修繕作業が網羅される。

最後に2019年4月、EDFは、産業および大型車両のニーズに応えるために、電気分解による低炭素水素の製造販売を専門に扱う子会社のHynamicsを設立した。

(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

気候変動、不安定な価格および希少な資源を背景に、Dalkiaは、環境により優しく、より経済的なエネルギー・システムを開発し、生み出し、管理していくための専門技術を顧客に対して提供している。

顧客のエネルギー移行の促進

Dalkiaは、配電の最適化を通じて、分散型発電から需要管理までのエネルギーチェーン全体にわたって事業を行っており、顧客のエネルギー移行を促進している。

コミットメント

Dalkiaは、約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。

Dalkia（その子会社を含む。）は、フランス国内外で80,000を超えるエネルギー施設を管理し、2019年には6.7TWhのエネルギーの節約を実現し、その顧客が4.3百万トンの二酸化炭素排出量を削減することを可能にした。

Dalkiaおよび再生可能エネルギーの開発

Dalkiaの第一の事業は、地域のエネルギー源を最大限に活用することである。言い換えれば、Dalkiaは、法人および地方自治体の両方の顧客に対する供給にあたって、持続可能なエネルギー・ソリューションとともに地域のエネルギー源を使用している。

- ・とりわけ再生可能エネルギーおよび回収エネルギー（バイオマス・エネルギー、バイオガス・エネルギー、地熱エネルギーおよび回収エネルギー）の利用を通じた再生可能エネルギーの開発は、Dalkiaの優先すべき焦点となっている。
- ・エネルギー移行の先駆者であるDalkiaは、リサイクルできない廃棄物からのエネルギー生成を促している。エネルギー回収もまた、温室効果ガス排出量を削減し、化石燃料の利用を制限し、Dalkiaの低炭素目標に貢献する。

Dalkiaおよびエネルギー貯蓄

Dalkiaの第二の事業ラインはエネルギー貯蓄である。最も効率的なエネルギーは、最初の段階で使用されていないエネルギーである。

- ・Dalkiaは、エネルギー貯蓄を達成するために、次第に消費量を減少させるコネクテッド・ビルディングおよび建物をより効率化するためのエネルギー改修工事を通じて、日々革新している。
- ・Dalkiaはまた、デジタル知能と人工知能を組み合わせたエネルギー・パフォーマンス管理センターの「Descs」を利用してすべてのデータを処理することにより、顧客の消費量を最適化している。

フランスにおけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Smart Building

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応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

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

Dalkiaグループの完全子会社であるDalkia Froid Solutionsは、産業用および商業用の冷却ならびに暖房、換気および空調（HVAC）を専門に扱う。同社は、コンサルタント業務、設計、設置および維持管理を網羅する革新的なエンド・ツー・エンドの管理プロセスにより、場所を問わずすべての顧客向けに管理された温度を提供し、エネルギー消費量を最適化し、環境保護を行うことを目標としている。温度管理には非常に多くのアプリケーションが存在し、その結果Dalkia Froid Solutionsは長年にわたり、多数の異なる部門において経験を積んでいる。

Dalkia Biogaz

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Biogazは、バイオガスの生成、処理および回収を専門に扱う会社である。同社は、嫌気性消化の開発にここ数年にわたって力を注いでおり、生成したバイオガスを、コジェネレーションおよび天然ガス供給網への直接的な注入の両方に使用している。

Dalkia Air Solutions

Dalkiaグループの完全子会社であるDalkia Air Solutionsは、すべての産業部門を対象とした、圧縮空気、窒素および呼吸用空気システムの監査、設計、設置および維持管理に係る包括的な提供を行っている。圧縮空気は、電気の構成要素の割合が高いエネルギーの流れであることから、エネルギー貯蓄の可能性を提供する。

フランス国外におけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Polska Solutionsに商標変更されたMatex Controls

ポーランドに拠点を置くDalkia Polska Solutions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。

Dalkia Polska Energiaに商標変更されたZEC

Dalkia Polska Energia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。

Dalkia Rusに商標変更されたFenice Rus

企業用顧客向けのエネルギー効率化を専門に扱うDalkia 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、主要な暖房、換気および空調（HVAC）ならびに電気に係る工事、設備の技術的メンテナンス、ならびにデータ取得と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セクターおよび公共団体に対してサービスを提供している。

2019年後半にDalkiaおよびEDF Energyは、Imtechを通じて、英国のエネルギー・パフォーマンスの専門会社であるBreatheを買収した。Breatheは、エネルギー消費量および炭素排出量を削減し、熱および低温の生産供給施設を最新化し、建物の効率化を改善するための特注のソリューションを開発している。

Dalkia Energy Solutionsに商標変更されたGroom Energy Solutions

マサチューセッツ州に拠点を置くDalkia Energy Solutions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月に買収されたAegis Energy Services LLCは、小規模のガス・コジェネレーション発電所の設計、生産、稼働および維持管理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。

(ロ) Citelum

Citelumは、スマート・ライティングおよび接続サービスを行うEDFグループの子会社であり、かかる分野においてフランスのみならず、世界で主導的な事業会社の1つである。

フランスに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（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。2019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。

Citelumにとって持続可能な開発は、主要な関心事項である。Citelumにより提供される特にスマート・ライティングのソリューションは、都市のエネルギーを節約し、光害を最小限に抑え、生物多様性を保護するために開発されている。LuWaコンソーシアムは、Citelum、Luminus、CFEおよびDIFから構成されている。その「照明計画4.0」では、近隣の動植物の夜間の習性に合わせて調整された、ワロン地域における新たな高速道路照明が定められている。

2019年にディジョン・メトロポールは、Bouygues Énergies and ServicesおよびCitelumがSuezとともに勝ち取った入札の一部として策定された接続型制御ユニット（PPC）を正式に開始した。PPCは、CitégestionのMUSE®プラットフォームに基づき、市の23区すべてのストリート・ファニチャーを接続する。これによりディジョン・メトロポールは、1つの設備から日々の出来事から例外的な事象までを管理することが可能となり、市民に対して質の高い公共サービス、強化されたセキュリティおよびより良い生活環境を提供することができる。

ベルギーのワロン地域において、（（主導的な請負業者である）Citelum、Luminus、CFEおよびDIFから構成される）コンソーシアムLuWaは、道路および高速道路の照明ネットワークの維持管理および改修工事を開始した。SOFICOの20年照明計画4.0では、100,000の照明のLEDへの交換および76%のエネルギー節約が求められており、その結果166,000トンの二酸化炭素排出量が回避される。

Citelumは、ブラジルのマラニャン州インペラトリズにおいて、5年間で24,375の照明を管理することについて新たな契約を獲得した。

Citelumは、チリのロス・アンデスにおいて、40%のエネルギー節約を達成することを目標に、8,238の照明のLEDへの交換に着手した。照明車の維持管理は、MUSE®CMMSからの支援とともに、10年間提供される予定である。

Citelumは現在、デンマークの7つの地方自治体で照明の管理を担当しており、交通量の多い広場および建物の照明や新しいシティリング地下鉄線への外部照明の設置を手掛けるなど、コペンハーゲンにおける事業の多角化を行っている。

スペインでは、新たな接続サービス（しきい値に達すると点滅する照明のノイズセンターを含む。）の恩恵を受けるために、Palma de MajorcaがCitelumおよびComsa Serviceコンソーシアムとの契約を延長した。また街路照明に直接接続された電気自動車の充電コンセントもある。

インドでは、Citelumがアフマダーバードにおいて180,000の照明（「バス高速輸送」道路の6,000のスマート照明を含む。）を管理している。またCitelumはTata Projects Ltd.のために、ノイダ市において74,000の照明をアップグレードしている。

イタリアでは、Citelumが200を超える市町村を管理しており、欧州で初めて、概日リズムに合わせて照明を調整するシステムをラクイラの町に導入した。このソリューションは、町のエネルギー使用量を減らし、二酸化炭素排出量を削減し、地域住民の生活の質を向上させる一助となる。

またCitelumは、企業用顧客のポートフォリオの拡大を継続しており、スロベニアのノボ・メストにあるルノーの産業施設における照明の最適化業務を開始した。

(ハ) EDF Pulse Croissance

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 Croissanceに改称された。

EDF Pulse Croissance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。

EDF Pulse Croissanceは、2019年には約60百万ユーロの資金調達能力（特別な取引を除く。）を有するコーポレート・ベンチャー企業および社内起業プロジェクトのインキュベーターである。

以下の4つの分野が優先される。

- ・ 当社の企業用顧客のための産業の効率化
- ・ 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 Croissanceは、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 Croissance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 Croissance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 Croissance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。

ベンチャー・キャピタル・ファンドに対する投資の目的は、イノベーション・エコシステムにおける当社の地位を強化し、EDFの財務上のエクスポージャーを減らし、当グループ内のスキルとシナジーを開発することである。この投資戦略は当グループの課題に適応したものであり、（特にサイバー・セキュリティ上の）補完的な技術的構成要素と特に研究開発によって支援されている技術的構成要素をさらに統合するために、EDFにとって活動的で関連性の高い地理的領域で高い評価を得ていることから選ばれたスマート・シティまたはクリーン・テクノロジー等のジェネラリスト・ファンドもしくはマルチセクター・ファンド、および新技術のスペシャリスト・ファンドまたはシード・ファンドに焦点を当てている。この戦略により、当グループは、主にフランスその他欧州、北米および中国における14のテーマ型ファンドに投資を行った。これらの投資と協力は、金融収益、新興企業との取引フローおよび協力機会ならびに新規事業への投資機会を生み出すこととなる。

同社はまた、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獲得する力のある新興企業とともにジョイント・ベンチャーを設立することができる。大部分の投資は、世界的な産業上および商業上のパートナーシップの一環としてみなされている。

EDF Pulse Croissanceの支援を受けている新興企業は、エネルギー変換およびデジタル変換に関連する様々な部門で事業を行っている。その例には、産業施設のパフォーマンスを改善するためのMetroscopeの人工知能ソリューション、Perfescoとの革新的なエネルギー効率化プロジェクトの資金調達、Seclabとの産業上のサイバー・セキュリティ・ソリューションの販売、エネルギー貯蔵およびエネルギー予測を通じたEDF Store & Forecastとの地域の電力システム向けのエネルギー管理システム、Agregioとの再生可能エネルギーの生産および消費の柔軟性に係るアグリゲーター、そして最後にZiniumの空気亜鉛技術に基づく電池を用いた定置型電力貯蓄システムが含まれる。設立以来、EDF Pulse Croissanceは新興企業19社に投資を行い、14の投資ファンドに対する持分を積み上げた。

2019年にEDF Pulse Croissanceは、とりわけ新興企業2社に投資を行い、社内起業プロジェクトから派生した子会社3社の設立を支援した。

Hynamics

2019年4月に設立されたHynamics（EDFの2019年4月2日付プレスリリース「EDFが、低炭素水素の製造販売子会社であるHynamicsを設立」を参照。）は、水の電気分解により生成される低炭素水素の製造販売を行う完全子会社である。同社は、産業市場および大型車両をターゲットにしている。Hynamicsは、水素製造工場の設置、運営および維持管理を行い、水素を原料とする製油所、ガラス工場および食品・化学産業などの企業用顧客に必要なインフラに投資を行っている。公用および専門のモビリティにおける事業者向けには、Hynamicsが電車、バス、ごみ収集車、商用車および河川用船舶などの大型電気自動車に水素を補給するステーション網の構築を支援している。

DREEV

2019年2月に設立されたDREEV（EDFの2019年5月20日付プレスリリース「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」を参照。）は、EDF Pulse Croissanceおよびカリフォルニア州の新興企業であるNUVVEによって設立されたジョイント・ベンチャーである。同社は、顧客にとってコスト効率の高い（V1G）スマート充電管理ソリューションおよび自動車から送電網（V2G）へのソリューションを開発している。後者は、スマート充電の最も革新的でかつ最も有望な側面であり、電気自動車の充電電力を効率的、柔軟かつ経済的に管理することによって、電気自動車の充電および放電さえも最適化することができる。DREEVは、企業や地方自治体向けに、自動車のターミナルやデジタル・サービスのコンサルティング、設置および運営を含むターンキー・ソリューションを提供している。

Energy2market（EDFの2019年6月13日付プレスリリース「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」を参照。）

2019年6月にEDF Pulse Croissanceは、再生可能エネルギーの生産と地域の融通性に関する経験豊富なアグリゲーターであり、ドイツの市場における有数の事業者の1つである、ドイツ企業のEnergy2market (e2m)を取得した。e2mは、短期的な融通性管理における製品およびサービスを提供し、再生可能エネルギーの生産を商業化し、SaaS（サービスとしてのソフトウェア）ベースで自社のVPP（仮想発電所）プラットフォームの商業化を行っている。e2mは、そのほとんどがドイツに所在する2,000の顧客を有し、3GWの総設備容量を有する、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）を管理し、運営している。

MyBus

この新興企業は、都市部および郊外の公共交通網の乗客に電子チケットを提供するモバイル・アプリケーションを販売している。2019年7月にEDF Pulse Croissanceは、MyBusのための一連の資金調達について、Banque des Territoiresに協力した（MyBusのプレスリリース「EDFおよびBanque des Territoiresがスマート・モビリティの成長株であるMyBusに投資」を参照）。）。マルチモーダルな移動を促進することは、持続可能な都市を開発し、エネルギー移行を達成する手段である。

Exaion

Exaionは、EDF Pulse CroissanceとEDFの変革・経営効率部門が共同で生み出した社内起業プロジェクトの結果として、2019年後半に設立した会社である。Exaionは、共有データの主権を維持する100%フランス製の低炭素ブロックチェーンを提供する。Exaionは顧客に3つのサービス、すなわちEDFグループのスーパー・コンピューターに支えられている分散型クラウド・コンピューティング、「サービスとしてのブロックチェーン」ソリューションおよび安全なコンテナにおける第三者データセンターのホスティングを提供している。

新興企業の資金調達

EDF Pulse Croissanceは、革新的な技術、製品、ツールおよび一連のソリューションに取り組み、新しい事業ラインまたは販売のオファーの開発に貢献する可能性の高い、既に設立されまたは成熟した新興企業、零細企業（VSB）および中小企業（SME）の宣伝を目的とした提案依頼を行っている。当グループの事業ラインおよび第三者の専門家と連携して選ばれた企業は、対象となる革新的なソリューションを開発するにあたって、当グループおよびそのパートナーからの支援を受けることとなる。

EDF Pulse Croissanceは設立以来、提案依頼を4回行った。2017年には、脱構築・廃棄物プロジェクト部門（DP2D）とともに行われた国際的な原子力発電所の廃炉に関する提案依頼により、現在はEDFグループの子会社となっているCyclife Digital Solutionsを含む、多数の有望なソリューションが特定された。2018年には、EDFの国内顧客マーケティング部門と連携し、国内における高齢者の顧客（シルバー経済）サポートおよびホーム・サービスの分野で2件の提案依頼が行われた。このプロジェクト依頼の獲得者である新興企業のZenparkは、2018年後半にEDF Pulse Croissanceからの融資を受けた。2019年にEDF Pulse Croissanceは、患者の様々な生活環境における慢性疾患の予防、スクリーニングおよび支援をサポートする革新的なソリューションを特定するために、AG2R La Mondialeと協力して、今回eヘルスの分野でさらなる提案依頼を行った。2019年12月には、慢性疾患のeヘルスのアプリケーションに取り組んでいる革新的な新興企業2社のExactCureおよびPhealが、受賞提案として選ばれた。

(二) EDFグループのその他のサービス事業

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Edelialは、この戦略的な分野において活動的である。

Netseenergy

建物および産業プロセスのエネルギー・インテリジェンスを専門に扱う、EDFグループの完全子会社のNetseenergyは、様々な方法でエネルギー管理のバリュー・チェーン全体にわたって技術および人材を提供することにより、企業および地方自治体のエネルギー移行を支援している。

- ・（電気、ガス、水道等の）多流体消費データの回収：計装、計量、遠隔読取、請求の流れ等

- ・B2Bのエネルギー効率を追跡、分析および管理するためのオンラインのインターフェースである電子黒板（iBoard）を使用して取得したデータのフォーマット：データ解析（指標、図、集計）、報告、アルゴリズム
- ・専任のエネルギー管理者からの人的支援によるエネルギー効率化の支援：ISO 50001、規制監査（NF EN 16247）、フランスの「サービス部門」命令

Netseenergyは、顧客の個々のニーズに応じたソリューション（エネルギー・パフォーマンス制御、革新的なエネルギー監査その他）を利用して、毎日合計20,000か所からの約9百万のデータ項目を処理している。毎日60,000の接続対象物からデータを収集しているIoTの専門家であるNetseenergyは、120百万平方メートル超の総面積を対象にエネルギー管理を行っている。

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12百万の顧客に対して、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

2016年に設立されたEDFの完全子会社であるSoweeは、エネルギー販売をコネクテッド・ステーションと組み合わせることのできるエネルギー市場における唯一の事業者であり、当グループの国内顧客に対する販売の拡大を可能にする。コネクテッド・ステーションは、ガスと電気による家庭用の暖房を遠隔で管理し、温度と日常の使用状況に基づいてエネルギー予算をシミュレーションすることにより、快適性とエネルギー節約の両方を提供する。日常生活は、アマゾンのアレクサをコネクテッド・ステーションのスピーカー・ベースに統合し、室内空調の質、天気、移動時間等の実用的な情報を表示することにより、容易になる。

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

EDFグループは、2022年までにフランス、英国、イタリアおよびベルギーという欧州の4大市場において、電気モビリティの主導的な電力会社となることを目標に、2018年10月に電気モビリティ計画を立ち上げた。このエネルギー移行計画は、二酸化炭素を排出しない発電および新たな電力アプリケーションの開発に対する当グループの目標を確認するものである。

- EDFグループの電気モビリティ計画は、欧州の4大市場における以下の具体的な目標とともに、加速している。
- ・2022年までに電気モビリティ向けの主導的な電力供給業者になること。
 - ・主導的な電気末端網事業者になること。EDFグループは、欧州の主要4か国における公共および民間の充電インフラにおいて、主導的な事業者になることを目指している。当グループは、子会社のIZIVIAを通じて、75,000の端末を配備し、2022年までに欧州における顧客に対して250,000の相互運用可能な端末へのアクセスを提供する。
 - ・スマート充電の分野で欧州における主導的な存在になること。電気モビリティは電気システムを変革する。電気モビリティは、ネットワークに接続して、消費が急増している時に均衡を保つのに役立たせることのできる電池でもある。当グループは、電気モビリティ計画の一環として、2020年までに4,000の「スマート」端末を運用することを目指し、欧州におけるスマート充電の主導的な存在になることを目指している。

IZIVIA (旧Sodetrel)

フランスのベンチマーク事業者であるIZIVIAは、ネットワークの主導的な事業者の1つであり、2019年には8,000を超える民間および公共の充電拠点を運営している。欧州全体にわたって電気自動車による移動を促すために、IZIVIAは、IZIVIAパスの所持者に対し、100,000の充電端末を相互運用可能な形で利用できるようにした。また2019年9月にIZIVIAは、顧客のローミングによる充電を支援するために、充電拠点の位置情報、簡単な支払い、利用追跡等を搭載した新たなアプリケーションを開始した。その一方で、欧州委員会は同社に対し、IZIVIAが運営する217の既存のコリドー端末（2020年2月7日にIZIVIAは、セキュリティ上のリスクを生じさせる2件の技術的な事象が発見された後、コリドー・ネットワークにおける217の端末のうちの189の利用を停止した。）に加えて、300の高速充電端末を展開するための資金援助を行う新たな決意を表明した。これらの端末は、追加容量を提供するために、50kWから100kWまでの範囲で、2か所から8か所における約60の充電ステーションに配置される。商業的な成功は、当グループの電気モビリティへの献身を証明するものである。IZIVIAおよびDemeterは、公共充電拠点のネットワークを構築するための提案依頼をリヨン・メトロポールから勝ち取った。2019年には、リヨン・メトロポール全域に631か所の充電拠点が配置された。このIZIVIAと投資ファンドのパートナーシップは、フランス全域に充電拠点を展開するう

えで、これまでで最も意欲的なプロジェクトの1つである。2019年10月にIZIVIAは、Europcar Mobility Groupと共同で、フランスのEuropcarの利用者に対して電気自動車の充電ソリューションを提供する実験を開始した。

電気工学

EDFの完全子会社であるHTMSは、EDF ELECTROTECHNICSブランド傘下に、電気工学に取り組んでいる企業3社を買収した。その結果、HTMSは電気工学の分野で、中電圧（HTA）、高電圧（HTB）および低電圧（BT）のソリューションにおけるすべての要件および構成要素を網羅する唯一の事業者となった。

EDF ELECTROTECHNICSは、中電圧（HTA）変電設備の製造（設計、統合、設置、装備、修理、販売およびレンタルの実施）を専門に扱っている。同社は、高電圧および中電圧の機器および変電設備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。

暖房：CHAM

EDFグループの完全子会社であるCHAMは、ボイラー、ヒートポンプ、空調、加熱型タンク等の中小規模の暖房設備の設置、維持管理および修理を専門に行う。

フランスにおいて950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800,000を超えるタスクを完了する。

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。

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。

EDFによるIZI

2019年2月7日にEDFは、個人および小規模企業向けのマルチサービス・インターフェースである「EDFによるIZI（IZI by EDF）」ブランドを立ち上げた。このようにEDFは、ホーム・サービスおよび職業施設のベンチマーク・ブランドおよびワンストップ店舗となることを目指して、近接型サービスを拡充している。

2019年以降EDFによるIZIは、緊急修理、軽微な作業、屋内改修、ボイラーの維持管理、太陽光発電に係る修理、充電拠点の設置および接続型遠隔監視サービスにわたって幅広い範囲のサービスを提供してきた。EDFは、EDFによるIZIを通じて、厳選された請負業者を利用した作業の質および顧客との関係に対する強いコミットメントを提供する、顧客にとっての総合的な請負業者として位置付けられている。

EDFによるIZIは、選ばれた戦略的パートナー（AXA、EPS等）と並行して、当グループの子会社（EDF ENR、CHAMおよびIZIVIA）からの販売の提案を行うマルチサービス・インターフェースでもある。

最終的にEDFは、2019年12月に、ボイラーおよびヒートポンプのオンライン販売のためのベンチマーク・インターフェースであるmychauffage.comを買収した。

このようにEDFによるIZIは、フランスの消費者に安心と持続可能な快適性を提供することに尽力している。

(ii) ガス事業

欧州において、EDFグループは、250TWh超のガスを使用している。そのため、EDFは5.2百万超の顧客（顧客は2019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2 3（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。

2019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契約を締結した。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である。

(イ) 天然ガスの最終市場

2019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）：2019年に約1.7百万人の顧客（小売業者および重要顧客）ならびに約32TWh
- ・イタリア（Edison）：約0.9百万人の顧客および約86TWhのガス消費量
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約2百万人の顧客および約29TWh
- ・ベルギー（Luminus）：約600,000人の顧客および約13TWh

(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短期および長期の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。EDFは、とりわけLNGにおいて中長期的な契約を取得し、その目的の1つはダンケルクのLNGターミナルの再ガス化容量を強化することである。

(b) インフラ

ガス・パイプライン

EDFグループは、欧州ネットワークにおいて、様々な送電容量に係る権利を保有している以外に、その子会社のEdisonを通じてガス輸入インフラ・プロジェクトに参加している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス」を参照。）。

LNG再ガス化ターミナル

EDFは、当グループのガス戦略に沿って、ダンケルクのLNGターミナルを利用する主要な荷主である。

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）（ハ）（b）ガス」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年以降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の販売用に構築している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス」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当グループの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）

2019年にEdisonは、戦略の再ポジショニングを受けて、石油およびガスの探鉱および生産の上流部門事業を売却することを発表した（「第2 3（2）⑤（ii）（ロ）Edisonの戦略」を参照。）。

(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、LPG、環境商品ならびに（JERA Global Markets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、北米にお

る子会社を通じて、卸売市場へのアクセスに関する発電事業者向けおよびエネルギー供給業者向けの主要なサービス提供者の1つであり、販売用および産業用の大口顧客向けの5大電力供給業者のうちの1つである。

EDF Tradingの登記上の本店はロンドンに所在する。同社は、約820人の従業員を有しており、英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構の監督を受けている。

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。2019年にEDFグループは、EDF Tradingからの金融ヘッジ・サービスを通じた支援を受けて、多数の長期的な供給取引を成立させた。また子会社によって、当グループのARENHへのエクスポージャー管理を支援するためのサービスが提供された。

欧州におけるガス事業

EDF Tradingは年間605Gm³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もある。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。2019年にEDF Tradingは、当グループのフランスにおける顧客との事業を拡大した。また、EDF Tradingは、ダンケルクに向けて出荷された多数のLNG貨物を取り扱った。

北米における卸売市場

EDF Trading North Americaは、北米の卸売エネルギー市場における主導的な存在であり、北米のエネルギー・バリューチェーン全体にわたって顧客にソリューションを提供し、幅広い地理的範囲からの恩恵を受けている。同社は、米国の発電事業者向けにエネルギー管理ソリューション、天然ガスの供給およびリアルタイムのサービスを提供している。米国の発電所向け生産サービスの主要な供給業者の1つとして、この子会社は、89か所の発電所の31GW超を管理している。エネルギー小売アグリゲーター向けには、卸売市場における供給サービスや、独立系統事業者（ISO）と連携をとるためのサービスを提供している。

北米における小売販売業務

北米における商業用顧客および企業用顧客への電力供給業者の上位5社に位置付けられた小売の供給・サービスに係るチームは、2.1GWの顧客需要反応ポートフォリオを運用している商業用顧客および企業用顧客のポートフォリオに対して、天然ガス、電力および環境関連商品を提供している。これらの顧客の一部は欧州においても活動していることから、EDFは世界中の顧客のニーズに対応することができる。2019年には、Dalkiaと協力して、エネルギー効率化プロジェクトに投資し、関連費用を電気料金に含めることのできる新商品が顧客に提供された。

環境関連商品

EDF Tradingは、環境商品市場に専念しており、有数の再生可能エネルギー発電事業者の子会社として、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ヘッジ・ソリューションを提供している。EDFTは、コンプライアンスおよび任意の炭素市場、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ならびに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。2019年に発電源証明書の売買に関して事業の枠組みが調整され、その結果、EDFの無炭素資産ポートフォリオの価値が確保された。

国際的な市場

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 Global Marketsの33%の株式持分を保有している。

2019年4月、EDF Tradingは、LNGの最適化および取引を含めるために、JERAとのジョイント・ベンチャーを拡大した。JERA Global Marketsは現在、JERAおよびEDFグループ向けにLNGの最適化を行う事業者であり、短期的および中期的にLNGの最適化の管理を行っている。同社は、引き続きグローバルなLPG業務を展開している。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包括的なLNGサービスおよびLPGサービスを提供している。

(iv) 株式持分**(イ) EDF Trading Logistics**

2019年に約1百万トンの燃料油および0.5百万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 Global Market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（2019年10月31日に更新）を取得した業務）およびこの業務から生じる環境危機の管理についての専門知識を提供している。

(ロ) その他の株式持分

地方配電会社またはLDC（SMEG、Enercal、Électricité de MayotteおよびEDSB）に対する持分のほかに、EDFグループは産業上の子会社および持分を保有している。これらの企業は、特定の事業分野（すなわち発電、燃料およびエンジニアリング）において当グループの任務に貢献し、特に発電およびエンジニアリングの分野において、EDFのフランスにおける発電資産ポートフォリオの短中期のパフォーマンスを保証する。

かかる企業には、EDFグループに代わって燃料の輸送および取引業務を専門に行うSAE、小規模の発電所における水力発電を専門に行うSHEMA、ならびにEDFの完全子会社であり、また超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Cyclife Franceが含まれる。

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）（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。

(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、多数の規制に服している。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 EDF：公共サービスの使命を有する公共事業体**(i) 公共事業体としてのEDF**

フランス政府は、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、EDFの資本の70%以上の保有者であり続けなければならない。さらに、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。

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に応じて過半数を所有する直接子会社の会計および経営が、フランス財務管轄法第L.111-4条、第L.133-1条および第L.133-2条に従ってフランス会計検査院の統制下に置かれる。

さらに、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。

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置き換わった。

- ・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。

(ii) 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）②（i）（ロ）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。

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日にフランスの環境省は、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。PPE案は、2019年に意見を公表した様々な組織（*Autorité environnementale*、*Conseil national de la transition écologique*、*Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique*、*Comité de gestion des charges de service public de l'électricité*、*Conseil supérieur de l'énergie*および*Comité du système de distribution publique d'électricité*）によって審議された。国の環境当局（*Autorité environnementale*）により公表される意見を考慮したうえで、PPEについてのオンラインによるパブリックコメントがさらに公衆から募られる。近隣諸国からのコメントも募られる。

環境連帯移行省は、2020年1月20日から2020年2月19日までの間にパブリックコメントを募るため、PPE報告書、その概要およびこれに対応する命令案を、<http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr>上で一般に公開した。審議の見直しは、環境連帯移行省によって行われる。2020年にはPPEが採択され、対応する命令が公布される見込みである。

電力供給の均衡の取れた発展の使命には、フランス本土と相互接続されていない地域（コルシカ島ならびに海外県および海外領土）ならびにブルターニュのいくつかの島への供給を保証することも含まれている。コルシカ島、グアドループ、ギアナ、マルティニーク、マヨット島、ラ・レユニオン島およびサンピエール島・ミクロン島は、それぞれ独自のPPEを有する。大都市電力網に相互接続されていないその他の地域（サンマルタン島およびサンバルテルミー島を除く。）は、フランス本土のPPEに追加される項目に服することとなる。

EDFは、発電事業者として、他の発電事業者とともに、この使命の遂行に貢献している。

公共送配電網の開発および運営に係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-4条に規定される公共送配電網の開発および運営に係る使命は、以下を確保することにある。

- ・環境に優しい方法による公共送配電網を通じてのフランスにおける合理的な配電サービス。
- ・近隣諸国との相互接続ならびに非差別的な状況の下での公共送配電網への接続およびアクセス。

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。

2018年1月1日以降には、全電力供給業者に対して割り当てられる公共サービスの使命である、特別な「基本必須」料金（TPN）が、「エネルギー・バウチャー」制度に置き換えられた。かかるバウチャーは、財政難に陥っている家庭のエネルギー費用（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特別な支払手段である。

また、電力を供給する使命には、公共電力網に接続する顧客に対して、その顧客の供給業者が電力を供給できなくなった場合またはかかる供給業者のライセンスが取り消されたかもしくは一時停止している場合に、予備電力を供給することも含まれている。予備電力の供給業者は、フランスのエネルギー規制委員会（*French Commission de régulation de l'énergie*またはCRE）からの支援により候補者の募集が行われた後、エネルギー担当大臣によって任命される。2020年3月13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。

(iii) フランスにおける送電および電力供給に係る委託契約

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。

欧州議会および欧州理事会の2014年2月26日付指令2014/23/EUをフランスの国内法に置き換えた、委託契約に関する2016年1月29日付政令第2016-65号および2016年2月1日付施行令第2016-86号に従って、公共配電網の運営および規制料金による電力供給に関する委託契約は、（契約通知なしに、または競争入札手続を経ずに）直接的に授与される。

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、2018年11月24日から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。

② エネルギー市場

（i）電力市場

(イ) 欧州の規制

1996年以降、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つの欧州指令が公布された。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、現在ではフランス・エネルギー法に組み込まれている。

これらの文書は、国内電力市場に関する規則2019/943および国内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付指令2019/944により改正された。これらは以前の法律で定義されていた電力市場の運営を規定する主要な原則を再記述したものであるが、消費者の役割を強化し、発電と消費の新たな形態（貯蔵、自家消費等）を考慮に入れている。

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欧州議会および欧州理事会の2009年7月13日付規制（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。

これらの規則は、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。またこれらは、エネルギー効率（30%の目標）および再生可能エネルギー（32%の目標）の観点から、2030年の新たな欧州の目標を確認し、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。これらのすべての規則は、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規則は、パッケージを完成させ、加盟国による目標達成の監視方法を規定する。

(ロ) 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命令が置き換えられた。

グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により、フランス・エネルギー法の多数の規定、とりわけエネルギー政策の目的が改正されている。それらは現在、あらゆる産業部門（とりわけグリーン成長部門）の結集、供給の保証および輸入への依存の減少、競争力があり魅力的なエネルギー価格、人間および環境の健康、社会的連携および地域的統合、燃料不足との闘いならびに欧州エネルギー同盟の推進への寄与を通じて多数の雇用を創出する競争力のある経済を達成することに重点が置かれている。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法第2019-1147号は、「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」パッケージを構成する文書によって成立した複数の政策をフランス法に置き換え、2017年に採択された気候プラン、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）を反映するためにエネルギー政策の目標を更新するものである。新たな目標は以下のとおりである。

- ・2050年までにカーボン・ニュートラル：2030年までに化石燃料の使用量を2012年と比較して40%削減すること（従前の目標値である30%から上昇）
- ・電力構成における原子力発電比率50%の目標達成の期限を（2025年から）2035年に延期（原子炉14基の閉鎖）

かかる法律は、気候高等評議会（*Haut Conseil pour le climat*）も取り入れている。気候高等評議会の役割は、政府の気候政策を評価することである。気候高等評議会は、温室効果ガス排出量の削減、炭素吸収源の開発および炭素排出量の削減のために取られている措置（気候への影響に関する予算上および財政上の対策を含む。）の実施およびその効果を、年に1回分析する任務を負っている。

また、かかる法律は、2022年1月1日より発電部門からの温室効果ガス排出量を制限する仕組みを設定する。最も汚染度の高い発電所の耐用年数には上限が設けられている。

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。

エネルギーおよび気候法は、（i）ARENH制度が最終顧客への価格の安定に貢献することを定め、かつ（ii）ARENHの最大総容量の上限を150TWhに増加したことにより、ARENH制度を改正した。また第L.337-16条は、ARENH価格を修正するにあたって、消費者価格指数の変動および既存の原子力発電所から販売可能な最大総容量を考慮に入れることが可能である旨を定めている。ただし、価格の上昇と最大総容量の増加の間に、直接的な因果関係はない。

かかる規定は憲法院によって言及され、憲法院は、ARENH価格が設定される際に大臣が原子力発電所による発電の経済状況を十分に考慮することを条件に、かかる規定を合法とする旨を決定した。

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。

これらの規定は、國務院の2018年5月18日付決定を考慮に入れ、国内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付指令2019/944をフランス法に置き換え、住宅用顧客および零細企業の顧客の規制販売料金を例外として維持する指令2012/27/EUを改正する2019年11月8日付エネルギーおよび気候法によって改正された。これらの規定により、以下の事項が定められている。

- ・住宅用最終顧客（単一の所有者および単一の居住用ビルのマンション管理組合を含む。）ならびに従業員10人未満でかつ年間の売上高、収益または貸借対照表の総額が2百万ユーロを超過しない（零細企業として定義される）非住宅用最終顧客は、引き続き規制販売料金の恩恵を享受することができる。
- ・電力需要が36kVA以下だが、零細企業の定義を満たさない非住宅用顧客は、規制販売料金の適用を受ける資格を失う。これらの消費者向けの規制販売料金は、2020年1月1日から漸次廃止となり、2021年1月1日には廃止される。2020年12月31日時点で規制販売料金の適用を受けている顧客は、現職の供給業者の市場基準価格に自動的に切り替わる。

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.314-14-1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生じた、EDFおよびLDCの直接負担となる費用（適切に運営され、必要な資源が適正に備わった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・バウチャー」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抛出することも、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制度は、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、2015年12月29日付法律第2015-1786号（2015年補正予算法）に基づき改正が行われ、2016年1月1日以降にかかる効力が生じている。

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TICCC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、コジェネレーションおよびエネルギー幹旋に係る予算など）は、「公共電力サービス」の一般予算に直接組み込まれる。
- ・公共電力サービス抛出金（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者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。これにより、「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、2019年12月31日現在の連結財務書類の注記4.3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、監督機関がフランス・エネルギー法第L.271-3条で規定される供給業者に対する支払いを、負荷管理者とRTEとの間で共有するよう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2019年7月24日付で承認され、2019年9月1日に効力が生じた（「NEBEF3.2」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直近の規則ならびにCREの2019年7月24日付決定により承認され、2019年9月1日に効力が生じ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。

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。

2019年5月22日付「PACTE」経済改革法第2019-486号は、共同自家消費の5年間の試験的な段階における範囲を修正するものである。かかる範囲は現在、とりわけCREとの協議を経て公布された命令によって定められた地理的な基準に従って定められている。しかしながら、これらの試験的な規定の継続的な適用は、共同自家消費の定義をさらに修正し、その範囲を「同一の建物（居住用の建物を含む。）」における運営に限定し、PACTE法における定義に以前含まれていた「延長された」共同自家消費運営に該当させる、（フランス・エネルギー法第L.315-2条において成文化された）2019年11月8日付エネルギーおよび気候法第2019-1147号第40条の規定によって損なわれる可能性がある。エネルギーおよび気候法は、PACTE法において規定される「延長された」運営の試験的な性質を複製するものではない。

再生可能エネルギー・コミュニティ

再生可能エネルギーの利用促進に関する2018年12月11日付指令2018/2001をフランス法に置き換えた法律第40条は、フランス・エネルギー法第L.211-3-2条および第L.211-3-3条に対して「再生可能エネルギー・コミュニティ（REC）」のコンセプトを導入した。再生可能エネルギー・コミュニティとは、以下に該当する、自立した法的主体である。

- ・オープンかつ任意の参加に基づいている。
- ・かかる法的主体により所有および開発されている再生可能エネルギー・プロジェクトと近接した場所に所在する株主または構成員により有効に支配されている。かかる株主または構成員は自然人、中小企業（SME）もしくは地方自治体またはこれらの団体である。
- ・その主な目的は、財務上の利益を上げることよりも、株主もしくは構成員または営業を行っている地域に対して、環境的、経済的または社会的な共同体の利益をもたらすことである。
また同法は、再生可能エネルギー・コミュニティには以下の権限が与えられることを規定している。
- ・再生可能エネルギーの発電、消費、貯蓄および売却を行うこと（再生可能エネルギーの電力購入契約を通じて行われるものも含まれる。）
- ・再生可能エネルギー・コミュニティが所有する生産ユニットによって生産される再生可能エネルギーをかかる再生可能エネルギー・コミュニティ内で共有すること
- ・直接的にまたはアグリゲーションを通じて、すべての適切なエネルギー市場にアクセスすること

現行の再生可能エネルギー・コミュニティの規定では、再生可能エネルギー・コミュニティと共同自家消費の運営を明確に区別していないが、この混乱は、かかる規定で定められている国务院との協議の後に公布される命令によって解決されるはずである。

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調査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号は、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、認可した。

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）

エネルギー規制委員会（CRE）は、2000年2月10日付法律第28条により設立された独立した監督機関である。

フランス・エネルギー法第L.131-1条以下には、CREの権限に関する一般的規定があり、CREは最終顧客の利益のために電力および天然ガス市場を健全に機能させるために貢献する任務を負う。この任務に関し、CREは、特に、電力および天然ガスの送配電網へのアクセス条件が競争の発展を妨げないことを確保する。

CREは、提案の権限、助言の権限ならびに意思決定権限（承認の権限および規制の権限）といった大きな権限を有する。

CREは、特に、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して、発電事業者に割り当てられた公共サービスに係る任務に起因する費用の額および関連拠出金の純額に関する提言を行っている。ARENHの価格の計算を考慮に入れた費用を認識し財務書類へ計上する方法を規定する命令が公布された後は、CREがARENHの価格も提案する。さらに、2015年12月7日より、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、（以前は意見を提出することのみ可能であった）電力の規制販売料金および振替料金の変更に関する妥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。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は、CREの構成を変更する。

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、かかる料金は当初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。2019年8月1日には、料金が2.16%引き上げられた。

RTEの資産における財務報酬は、2020年1月1日における規制資産ベース（RAB）の見積額（14,440百万ユーロ）に、固定報酬率を乗じることにより算出する。かかる報酬率は、現在の料金実施期間における6.125%の税引前の名目率に対応している。

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）②（ii）（ロ）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。

2018年6月28日にCREは、TURPE 5 bis HVA/LV（中電圧から低電圧）を採用した。

かかる料金は、約3年の期間を対象として、2018年8月1日に効力が生じた。かかる料金は、（収益および費用の是正により生じる修正とは別に）2019年および2020年の8月1日にインフレーションに連動して変動する。

TURPE 5 bis 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。

CREは、2019年6月25日付決定により、2019年8月1日の料金の平均上昇率を年率調整式に従って+3.04%に設定した。

Linkyの規制

Enedisが主導する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。

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。2014年7月17日付決定において規定されるとおり、2020年および2021年におけるシステム・パフォーマンスのインセンティブ規制は、CREにより2019年12月19日付決定において定められた。

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。

2019年12月31日現在、繰延額は、+1,297百万ユーロであった（この金額は、2019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。）。

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。かかる指令の目的は、欧州連合が2020年までに20%の省エネ目標を達成できるようにすることである。かかる目標を念頭に置き、当該指令はエネルギー効率化サービスに関する欧州の規制（2006/32/EC）およびコジェネレーション（2004/8/EC）の規定を強化した。

2012年10月25日付指令は、EDFグループの事業に影響を与える可能性があるいくつかの規定を含んでおり、その中で最も顕著なものは、加盟国が2014年から2020年の期間中、毎年、エネルギー売上高における年間合計削減量の1.5%に当たる省エネ目標を達成する義務を負うことであり、配電事業者および／または電力供給業者は売上高を減少させざるを得なくなる可能性がある。また、当該指令は、顧客への消費情報の提供、エネルギー・サービスの促進、冷熱生産および電力の送配電の効率の考慮に関する規定も含む。

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

（指令第8-4条をフランス法に置き換えた2013年7月16日付法律第2013-619号から派生し、最近では企業秘密保護に関する法律第2018-670号により改正された）フランス・エネルギー法第L.233-1条以下は、大規模企業に対して、遅くとも2015年12月5日までに（またその後は4年ごとに）フランスにおける事業活動のエネルギー監査を行うことを義務付けている。対象となる企業の基準、監査の範囲およびエネルギー監査人が充足すべき条件は、フランス・エネルギー法第R.233-1条および第R.233-2条ならびに第D.233-3条から第D.233-9条に規定され、またエネルギー監査の適用条件に係る2014年11月24日付命令によって補完されている。ISO 50001に準拠する公認エネルギー管理システムを利用する企業は、一定の条件において、この義務を免除されることができる。EDFは、当該規制に従って、監査報告書の要約を管理当局に送付した。

省エネ証書

国内レベルでは、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書（CEE）メカニズムにおいて、電力供給業者は省エネ義務を課されている。かかるメカニズムにより、販売量に基づく省エネ達成義務を負う個人（義務負担者）の間で配分される3年計画の目標が規定される。当該期間末において、義務負担者は、省エネ活動の実施（直接的もしくは間接的）または全国証明書登録簿（エミー登録）を通じた他の義務負担者もしくは「適格」経済事業者からのクレジットの購入のいずれかによって獲得した、達成義務が課された省エネ相当量の省エネ証書を提示しなければならず、違反した場合は罰則が課される。

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。

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。

第4期は、2018年1月1日に始まり、終了日は2019年11月8日付エネルギーおよび気候法の規定により1年間延長され、2021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。

2019年5月22日付PACTE経済改革法第2019-486号は、フランス・エネルギー法第L.221-7条を改正する。省エネ証書（白い証明書）は現在、フランス環境法第L.229-5条で言及される環境保護指定施設（ICPE）で実施される省エネ活動への発行が可能である。

温室効果ガス排出枠に服する施設への省エネ証書制度の適用に関する2019年9月20日付命令第2019-975号では、温室効果ガス排出枠に服する施設が実施する省エネ活動に対して発行可能な省エネ証書の条件が定められている。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法第2019-1147号では、第4期の期間を延長し、とりわけ証明書に関する不正行為を防ぐための章も盛り込んでいる。同法の目的は、統制と制裁の有効性を強化することである。

（ハ） イタリア法：新容量市場

概要

2019年にイタリアにおいて容量メカニズムが開始された。かかるメカニズムは、2019年6月14日に欧州委員会による政府補助（政府補助第SA.53821号）の対象として、2028年末まで認証された。かかるメカニズムに関する施行令が経済開発担当大臣により2019年6月28日付で公布された。送電網管理者であるTernaが株主と協議した後に規則を定義し、2022年および2023年の配電年度に係る最初の競売が2019年11月に実施された。

イタリアにおいて導入された容量メカニズムは（供給保障基準を満たすために必要なすべての容量に対して報酬を支払う）「市場全体」のメカニズムであり、（容量単位当たり同じ単価が支払われる）「ペイ・アズ・クリア（pay as clear）」方式による競売、輻輳が生じた場合の価格ゾーンおよび炭素排出量の制限が一元管理されている。容量の可用性は、主に以下に記載される「信頼度オプション」システムを通じて促される。

固定プレミアム

選定された容量は、年間1MW当たりのユーロで記載される固定の年間プレミアムで、報酬が支払われる（配電年度中は月々支払われる。）。価格は、Ternaが作成する需要曲線と供給曲線（競売の買呼値）を相互参照して設定される。

既存の容量の付け値の上限は、年間1MW当たり25,000ユーロから年間1MW当たり45,000ユーロまでの範囲（2022年および2023年の配電年度については、年間1MW当たり33,000ユーロ）に設定されている。

新たな容量の付け値の上限は、年間1MW当たり75,000ユーロから年間1MW当たり95,000ユーロまでの範囲（2022年および2023年の配電年度については、年間1MW当たり75,000ユーロ）に設定されている。

容量の可用性に係るインセンティブ

イタリアで採用されている「信頼度オプション」制度には、「返済義務」が伴う。選定された相手方は、容量がその時点で利用可能であるか否かを問わず、参照価格と予め定められた行使価格との正の差異をTernaに対して支払わなければならない。

参照価格は、前日の市場価格および容量が所在する価格ゾーンのbalancing（調整）価格に基づいている。行使価格は、最大可変コストを伴うテクノロジー（すなわちピーク時テクノロジー）における標準的な1時間当たりの可変コストの水準に設定されている。当局により選ばれた2022年および2023年のピーク時テクノロジーは、2017年の可変生産コストが1MWh当たり125ユーロであったオープン・サイクル・ガス・タービン（OCGT）である。

炭素排出量の制限

新規の容量および改造された容量は、電力1kWh当たりの化石燃料炭素排出量が550gを超えない場合にのみ、容量メカニズムを受ける資格を有する。既存の容量は、電力1kWh当たりの化石燃料炭素排出量が550gを超えない場合にのみ、容量メカニズムを受ける資格を有する。この制限が遵守されていない場合であっても、既存の容量は、対象の配電年度において設備容量1kWe当たりの平均の化石燃料炭素排出量が350kgを超えないことを約束すれば、引き続き適格となり得る。

(二) 英国法：新容量市場

「第2 3 (2) ⑤ (i) (イ) 戦略」を参照。

(ii) ガス市場の規制

(イ) 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。

(ロ) フランスの規制：エネルギー法

欧州議会および欧州理事会の2009年7月13日付指令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。

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。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法により、天然ガスの規制販売料金は段階的に廃止される。

天然ガスの規制販売料金は、すべての顧客に対し、以下の時点で廃止される。

- ・非住宅用顧客については、法律の公布から1年経過後
- ・住宅用顧客、居住用ビルの単一の所有者およびマンション管理組合については、2023年6月30日

またエネルギーおよび気候法は、同法が公布された後1か月間、新たな施設において天然ガスの規制販売料金で販売を行うことを禁じている。現職の供給業者であるENGIEは、規制販売料金での販売を2019年11月20日以降中止することを発表している。

段階的に廃止される際に規制販売料金に基づいて供給を受けている顧客は、現職の供給業者の市場基準価格に自動的に切り替わる。

またエネルギーおよび気候法には、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住宅用顧客に対する最終手段としての供給を行い、かつ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メカニズムも含まれている。

したがって、規制販売料金が適用される最終日まで、年間30,000kWhより少ない電力を使用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。かかる日以降、新たな施設は規制販売料金の適用を受けられなくなり、有効な規制対象の契約は、エネルギーおよび気候法において定められる日に終了する（上記を参照。）。

年間30,000kWh超を使用する非住宅用最終顧客は、既にこれらの料金の適用を受けられなくなっている。

- ・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。
- ・年間消費量が200,000kWhを超える非住宅用顧客については、2014年12月31日から。
- ・年間消費量が30,000kWhを超える非住宅用顧客については、2015年12月31日から。

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

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、供給業者に課され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）。

(iii) 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 3（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。

最後に、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。

③ EDFグループの施設および事業に適用される規制

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) フランスにおける化石燃料火力発電施設に適用される規制

(イ) 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）③（i）（ロ）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、主として、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）および産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（IED）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）によりフランス法に置き換わった。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、セブソ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）③（i）（ロ）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）、窒素酸化物（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。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法第2019-1147号は、2022年までに石炭火力発電を中止することにより、化石燃料の段階的な廃止を規定する。同法は、監督機関がフランス本土に所在する化石燃料火力発電施設に対して、2022年1月1日付で適用される排出量の上限を課すことを可能にするために、フランス・エネルギー法第L.311-5-3条を改正するものである。

(ロ) 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。2017年3月1日以降、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条および第R.181-1条から第R.181-56条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。

ICPE規制により、施設が稼働停止になった場合、土地の利用見込みに応じて、敷地の回復が義務付けられている。また、フランス環境法第L.516-1条に従い、許認可（セベソ施設も含む。）および登録の対象となる一部のICPE施設には財務保証の付与が必要となる。財務保証の基準および額は施設によって異なる。かかる財務保証は、閉鎖前後に事故が発生した場合に講じなければならない措置ならびに閉鎖後の監視、安全作業、修復作業のための資金調達の担保提供を目的としている。かかる保証は、実施する業務による損失または損害を被る可能性がある第三者に対し事業者が負担すべき補償を賄うものではない。

EDFグループは、かかる新たな要件に関連ある施設を運営している。2015年10月7日付命令第2015-1250号により、保証が必要とされる基準が75,000ユーロから100,000ユーロへと引き上げられた（フランス環境法第R.516-1条）。また、当該命令により、フランス預金供託公庫に収納される追加の財務保証が規定され、また保証の実行事由を統制する規則が、特に裁判所命令による清算手続の開始後直ちに実行可能になる点で改正された。

セベソ施設

2015年6月1日以降、「セベソ」施設は、セベソ3指令（2012年7月4日付指令2012/18）の規定に準拠している。セベソ3指令の効力発生により、（2008年12月16日付CLP規制の下での）危険な商品の使用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、より厳格な施設の検査基準についても規定している。これらの規定は、フランス環境法（第L.515-15条以下）に組み込まれた。2つの2014年3月3日付命令（第2014-285号および第2014-284号）ならびに2014年5月26日付命令により補完された当該規定は、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」指令の対象の施設

産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（「IED」指令として知られる。）により、IPPC指令、LCP指令、廃棄物焼却指令およびVOC指令といった現行の複数の指令が改正され、1つの法律へと改変された。

かかる指令の第3章は、特に化石燃料火力発電所の燃焼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置き換わっており（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。

2018年12月20日現在、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。

(ハ) 温室効果ガス（GHG）

相当交換計画

EDFグループの事業のいくつかは、2003年10月13日付欧州指令2003/87/EC（費用対効果の高い排出量の削減および低炭素投資を促すために、指令2003/87/ECを改正した2018年3月14日付指令第2018-410号によって直近に改正された。）および決定（EU）2015/1814（ETS指令）の適用範囲に属する。

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）排出枠取引計画の第3期が2013年1月1日に開始した。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。（2021年から2030年に係る）温室効果ガス排出枠取引システムに関する2019年10月9日付政令第2019-1034号および命令第2019-1035号は、前述の指令第2018-410号をフランス法に置き換えた。この法律は、とりわけ温室効果ガス排出枠取引システムの対象となる施設、排出量の算出手続や排出枠の監視および管理の手続のほか、必要となる行政上の許可に関して、温室効果ガス排出枠取引システムを見直すものである。基礎原子力施設の緊急時用ユニットは、もはや適用対象外ではないことに留意すべきである。

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、前述の指令第2018-410号によって改正された2015年10月6日付決定（EU）2015/1814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日に施行された。

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。

(ii) 基礎原子力施設に適用される特別な規制

(イ) フランスにおける基礎原子力施設

基礎原子力施設（BNF）の建設

BNFの建設は、事業者の申請に基づく公開議論および公的な調査を経て、原子力安全当局（ASN）と協議後に首相によって公布された命令によって、また原子力安全担当大臣によって作成された報告書に基づき、許認可がなされる。BNFの稼働開始に関する許認可は、公開討論の後にASNにより付与される。

施設を認可する命令から生じる、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関連する放出限度は、ASNによって決定される。施設から環境への放出限度を設定する決定には、原子力安全担当大臣の承認も必要となる。

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、FramatomeおよびCyclife Franceは、フランスにおいて、（2019年3月14日付命令により最近導入された）フランス・エネルギー法第L.593-1条および第R.593-1条以下に準拠する基礎原子力施設（BNF）に適用される規定に服している。これらの規定は、基礎原子力施設が準拠する一般的な規則（BNF命令）を定める改正済みの2012年2月7日付決定および関連担当大臣の承認を必要とする、ASNにより発表された技術的な性質を持つ規制上の決定により補足される。

基礎原子力施設に適用される一般的な規則は、公共の安全、健康、公衆衛生、自然および環境の保護（保護利益）を優先する。

事業者は、適用ある基準への準拠、発見された相違の是正、コンプライアンスの水準の向上および経年劣化した機器の影響に関する綿密な調査の実施を確実に行うために、施設のコンプライアンス状況について実施しなければならない10年ごとの綿密な調査の一環として、フランス環境法第L.593-18条に従って操業中に定期的な点検を行うことが求められている。事業者は、ASNおよび原子力安全担当大臣に対して、第L.593-18条により要求される調査の結果を記載した報告書を提出することが求められている。原子炉の操業から35年が経過した後、事業者から提示された調査関連の対策に関して、公的な調査が実施されなければならない。

ASNは、独立した監督機関であり、その主な任務の1つはBNFを統制することである。ASNは、かかる目的のために、国務院および破毀院の裁判官によって構成され、10百万ユーロ以下の行政上の罰金を科すことができる制裁委員会を設置した。同委員会は、その構成員が任命され次第、運営を開始する。

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。

原子力分野の透明性

BNFに関するフランス環境法の規定にはまた、当局および公衆への情報提供のためのメカニズムが導入されている。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および関連監督機関に対し、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、公共に情報開示するための組織、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（*Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire*）が設置され、国民が電離放射線被曝に伴うリスクならびにこれらのリスクを防止し、軽減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について、事業者と直接連絡をとることが今や可能になった。最後に、原子力の安全性、放射線防護および原子力活動の人と環境への影響の監視、情報提供および協議を行うための地域情報委員会が各原子力発電所に設置された。

原子力施設の廃炉および放射性廃棄物の管理

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命令により規定される。かかる命令は、目標とする最終的状況とともに、廃炉の工程および段階ならびにその継続期間について明記する。ひとたび廃炉が完了すると、事業者は、ASNに対して、廃炉後の敷地および土の状態を説明する許可終了申請を提出しなければならない。その申請をASNが受理し、関連する大臣からの承認を得た後、施設のBNFとしての地位が終了する。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日付法律により導入されたフランス環境法第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。

廃炉および放射性廃棄物の管理および資金調達ならびに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、廃棄物生産者としての責任を負う。フランスでは、放射性廃棄物管理の研究に関する1991年12月30日付法律第91-1381号により設立された産業商業公的機関である放射性廃棄物管理庁（ANDRA）により放射性廃棄物は管理されている。

フランスにおける放射性廃棄物の管理方法は、当該廃棄物の放射線の程度および残留期間に依拠する（「第2 3（2）①（i）（二）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。放射性廃棄物および非放射性廃棄物の管理は、フランス環境法第L.541-1条以下に準拠する。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具体的な規定は、同法第L.542-1条以下においても定められている。BNFの事業者は、「BNF命令」として知られている2012年2月7日付決定の規定にも服している。同決定は、廃棄物の管理に特別な手続を踏まなければならない「潜在的な放射性廃棄物生産地域」ならびに放射性物質および放射性廃棄物の管理に係る国家計画（PNGMDR）に伴う規制上の要件（3年に1回修正される。）を定めている。財務上の引当金については、BNFの廃炉費用の評価および補償に関する取決め、使用済燃料および放射性廃棄物の管理ならびに敷地外の輸送費を定めているフランス環境法第L.594-1条以下において規定されている。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の廃炉に伴う費用の資金調達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評価を行う国家委員会に服している。

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、フランス環境法第L.594-1条以下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ならびに資産の構成および管理に関してなされた決定が含まれる。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引当金を規定する2016年2月10日付政令第2016-128号によってフランス法に置き換わった、使用済燃料および放射性廃棄物の責任ある安全な管理についての共同体枠組みを定めている指令2011/70/Euratomは、欧州連合加盟国向けに、放射性廃棄物および使用済燃料の管理についての一連の基本原則を設けている。この基本原則は、とりわけ生産された放射性廃棄物の量および有害度の最小化に関する原則ならびに人々の健康、安全性および環境の保護に関する原則に基づ

いたものである。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。

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。

放射性防護に関する規制は、前述の2016年2月10日付政令第2016-128号および2018年6月4日付の2つの命令ならびにこれらの施行令により2013年12月5日付指令2013/59/Euratomがフランス法に置き換わったものであり、その一部はまだ公表されていない。

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（1）②（vi）保険—原子力施設の操業に対する特別保険」を参照。）。さらに、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共同議定書の当事者である。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。

パリ条約は、人および財産に対する原子力損害の特別免責制度を導入した。かかる制度は（過失不存在の場合であっても）厳格であり、金額および期間の制限があり、原子力施設の事業者のみを対象としている。

フランスでは、事業者の賠償責任は、施設における原子力関連事故の場合、1件当たり700百万ユーロ、輸送中の原子力関連事故の場合、1件当たり70百万ユーロに設定されている。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217.4百万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、372.6百万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（1）②（vi）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引上げを義務付けている。かかる損害を引き起こし、事故の賠償責任が生じた事業者の原子力施設がある国は、1,200百万ユーロを上限として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、事業者の支払義務である700百万ユーロを超える額を支払う義務がある。この額を超えた場合、ブリュッセル条約の締約国は、最高1.5十億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。「原子力損害」の定義は変化しており、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。

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。

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格納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。

今現在はフランス国防法に統合された、核物質を格納する民間施設の保護の改善に関する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。

（ロ） 英国における基礎原子力施設

英国においてEDF Energyは、1965年原子力施設法（1965年NIA）に基づき、既存の原子力発電所について原子力発電所用敷地許可を有し、一定数の許可条件に準拠していることを義務付けられている。35の許可条件は廃炉に関するものであり、EDF Energyに対して、廃炉計画を作成し、かかる計画に従って原子力発電所の廃炉および廃棄物の管理を行うよう求めている。2013年エネルギー法第3部およびこれに対応する施行令によって、英国の原子力安全保障規制局としての原子力規制局（ONR）が設立された。廃炉計画は、事業者に対していつでも廃炉の開始または中止を命じることのできるONRから承認されなければなら

らない。ONRおよび環境当局のSEPA（スコットランド環境保護局）は、英国の原子力施設の安全保障、環境および緊急時計画に係る規則に対して責任を負っている。

英国において新たな原子力発電所を建設するには、1965年原子力施設法に基づいて、開発の早期の段階に、試運転、操業および廃炉に必要な原子力発電所用地許可を取得しなければならない。ONRも環境当局の協力とともに、潜在的な原子力発電所の設計について、許可手続において主要な要素となる敷地固有ではない安全性の審査を行う。これは包括的設計審査と呼ばれるものである。

2008年計画法（2008年PA）は、新たな原子力発電所を含む主要なインフラ・プロジェクトの計画プロセスを規制するものである。2008年PAは、英国において新たな原子力発電所を建設するために必要な許認可である開発同意命令（DCO）のコンセプトを導入している。DCOの申請手続には、環境への影響の評価を行うこと、環境上の軽減対策を実施することおよび公開討議を一定回数開催することが含まれる。

2008年エネルギー法第45項（2008年EA）に基づき、英国において新たな原子力発電所の許可申請を行う事業者は、書面による通知を行い、資金調達による廃炉プログラム（FDP）を準備して国務長官に提出することが義務付けられている。FDPは、事業者がすべての廃炉費用ならびに廃棄物の管理および処分に係る費用の総負担額を賄うための資金調達の取決めを確実に実施するように設計されている。

原子力の安全性および基礎原子力施設の査察に関する規則

英国は、ONRの技術評価手引書および技術査察手引書を改正し、2013年エネルギー法第92（1）項に基づく指令を提出することにより、2017年8月15日付指令2014/87/Euratomを実施した。

英国では、ONRが原子力施設の規制および査察の責任を負い、以下の法律がONRによって監督されている。

- (1) 労働者および公衆の安全性に対するEDFの責任を定義する1974年労働安全衛生法（1974年HSA）
- (2) 原子力発電所の事業者が原子力発電所用地許可を取得し、36の許可条件を遵守する必要性を生じさせる1965年NIA
- (3) 基本的な安全基準の指令に基づき、電離放射線に対する労働者の保護を規定する1999年電離放射線規則（1999年IRR）

ONRは、1974年HSAに従ってリスクを軽減するために必要とされ得る措置を評価する際に、リスクを合理的に可能な限り低く抑えることを要求する。

安全性は、ONRのすべての義務および原子力施設の規制に対するONRのアプローチを通じて確保される。それは、設計の安全性の詳細な検討および評価から始まり、施設の操業から廃炉まで継続する。

ONRは、1965年NIA、敷地許可の条件および1974年HSAの下で付与される権限を、体制の監視および執行の基礎として使用している。ONRは、原子力施設の査察、書類の要求、調査の実施を行うことを可能にする広範な査察権限を有している。

1965年NIAに基づき、ONRは申請者に対して許認可を付与し、許認可の条件を課す権限を与えられており、これらを変更または撤回することができる。具体的にONRは、特定の原子力活動を禁止するか、または原子力施設の許可を取り消すことができる。より一般的には、ONRは、特定の活動に合意し、取決めを承認し、または運営の変更もしくは変化を要求することができる。安全性に関する法規を遵守しなかった場合の最高刑は、取締役に対する無制限の罰金または2年以下の懲役である。

原子力施設の廃炉

英国においてEDFは、ONRによって要求される廃炉の詳細な計画およびプログラムの基礎を形成する35の許可条件に服するが、かかる要件は、廃炉が環境に及ぼす影響および環境への影響を軽減するための措置の評価を要求する、（廃炉に伴う環境への影響の評価に関する）1999年原子炉規則等の他の法的な規定とともに考慮されなければならない。

廃炉は通常、段階的に実施され、次の段階に進むためには別の許認可が必要となる。ONRは、事業者に対し、廃炉の開始または中止をいつでも命じることができ、廃炉過程の各段階について廃炉計画を承認しなければならない。

放射性廃棄物

英国においてEDFは、34の許可条件の下で、放射性物質および放射性廃棄物が漏出しないことを合理的に可能な限り保証することが要求されている。

環境庁は、2010年環境許可規則に基づき、許認可を受けた原子力施設からの放射性廃棄物の処分を規制している。

放射性廃棄物管理委員会（CoRWM）は、高放射能廃棄物の長期管理に関する勧告を2006年に発表した。これに対応して英国政府は、英国における高放射能廃棄物の貯蔵に深部地層処分施設の使用を優先することを決定した。かかる決定は、安全な中間貯蔵と組み合わせた、地層処分による長期貯蔵管理の枠組みを設定するものである。

廃炉および放射性廃棄物管理の資金調達

英国における既存の原子力発電所の廃炉および使用済燃料の管理に関連する費用は、限られた例外を除き、英国政府によって保証されている。8か所の発電所の廃炉費用は、原子力負債調達契約に基づき、原子力負債ファンド（NLF）が負担する。

EDF Energy Nuclear Generation Ltd.は、拠出金の合意条件に基づき、NLFに対して四半期ごとに支払いを行うことが要求されている。

原子力発電所の将来の事業者は、FDPに対して、廃炉ならびに廃棄物の管理および処分に関する義務を履行するための事業者の費用計画を定めた、廃炉および廃棄物の管理に関する計画（DWMP）ならびに事業者がどのようにしてその義務の資金繰りを行うかを説明した資金調達取決計画（FAP）を提出することが要求されている。2008年EA第1章第3部は、FDPに関する詳細な規定とともに、原子力施設の廃炉および浄化作業が準拠する規則を定めている。

放射線防護に関する規則

英国において、2018年1月1日に指令2013/59/Euratomを英国法に置き換えた2017年電離放射線規則（2017年IRR）は、基本的な安全基準に基づいており、労働者および公衆を電離放射線から防護するよう設計されている。EDF Energyは、2017年IRRに基づき、電離放射線が伴うあらゆる作業において、従業員およびその他の者の電離放射線への曝露を可能な限り抑えるために必要なすべての措置を講じる法的義務を負っている。

原子力施設の事業者の民事責任

英国において、原子力損害についての第三者に対する責任は、1965年原子力施設法（NIA）に準拠する。同法は、パリ条約およびブリュッセル補足条約を英国法に置き換えたものである。

事業者は、1965年NIAに基づき、以下の損害項目に対して責任を負う。

- ・ 人身傷害
- ・ 物的損害

チャネリング原則に基づく責任は、規定された財務上の限度まで、強制的な原子力保険の適用を受ける。

2016年の（損害賠償責任に関する）原子力施設命令は、パリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書が批准された時に効力が生じる。同法の効力が生じれば、事業者に対して現在よりも高い水準の賠償額、幅広い請求者のカテゴリー、かつ広範囲の損害について責任を負わせることができるようNIAが改正される。かかる改正には、以下が含まれる。

- ・ 賠償額の引上げ：現在、原子力発電所の事故1件に対する賠償額の上限は140百万英ポンドである。この賠償額の上限は、700百万ユーロに引き上げられ、さらに年間100百万ユーロを加えて、1.2十億ユーロとなる見込みである。
- ・ より幅広い請求者のカテゴリー：この規則は現在、パリ条約の締約国のみに適用される。パリ条約の地理的適用範囲はすべての「適格な地域」が含まれるよう拡大され、かかる地域には非核保有国（例えばアイルランド）ならびに同等および相互の賠償責任協定を有する国々（例えば米国）が含まれる。しかしながら、かかる規則は、起源となる国からの請求を防止するものではなく、また、米国の請負業者に対して提起された訴訟において米国の裁判所が管轄権を受け入れるリスクを排除するものでもない。
- ・ より広範囲の損害：現行の規則は、人身傷害および物的損害のみに適用される。この改正では、3つの新たな損害カテゴリー、すなわち（i）損害を被った環境の回復措置に係る費用、（ii）環境の使用または享受の直接的な経済利益から生ずる収益の喪失ならびに（iii）防止措置に係る費用および当該防止措置により生ずる追加的な損失または損害が規定される。

英国の原子力産業では、事業者が原子力賠償責任リスクに対して特定の供給業者を補償することが一般的に行われている（賠償責任が供給業者の過失による場合も含まれる。）。第三者による原子力賠償責任制度に基づき提供される保護には乖離があるため、この補償は供給業者によって要求されているものである。この賠償責任は、NIAでは補償されず、保険もかけられない（無制限になり得る。）。

核物質を格納する施設の保護

ONRは英国の原子力安全規制機関である。英国では、包括的な安全規則が様々な規則において定められており、ONRによって管理されている。英国の核セキュリティ問題を扱う主な規則は、2003年核産業セキュリティ規則であり、かかる規則は2013年核産業セキュリティ（改正）規則によって改正されている。

英国は、国際原子力機関（IAEA）によってなされた核セキュリティ勧告を考慮に入れている。英国は、効果的かつ均衡のとれたセキュリティを促進し、とりわけ以下のIAEAの物理的防護の目標を満たすことまたはこれらを上回ることを追求する。

- (1) 核物質の不法除去に対する防護
- (2) 核物質の配置および回収
- (3) 核物質および核施設からの防護

ブレグジットのユーラトム条約への影響

英国は欧州連合を離脱したことにより、ユーラトム条約の当事者ではなくなった。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」を参照。

(iii) 水力発電施設およびその他の再生可能エネルギー発電施設に適用される規制

(イ) フランスにおける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、主に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）③ EDFグループの施設および事業に適用される規制」を参照。）。

水力発電委託契約の競争入札

フランス・エネルギー法の下では、水力発電委託に先立って、フランス・エネルギー法の規定に従うことを条件として、フランス公共調達法第III部に規定されている条件に従った公示および競争入札が行われる。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、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）。

現在はフランス・エネルギー法に組み込まれている水力発電委託契約に関する2016年4月27日付命令の目的は、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。）である。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法の下では、監督機関の承認を含むいくつかの条件に準拠することを条件として、発電量の増加のために宣言手続を用いることができる。

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。フランス・エネルギー法第L.521-16条（フランス・エネルギー法第R.523-5条）により延長された、水力発電委託契約の比例的な手数料に関する2019年6月28日付命令第2019-664号は、かかる手数料のベースおよびその利率を40%に設定する。

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。

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。同指令は、2019年度第1四半期に協議の対象となり、現在修正される可能性がある。

(ロ) フランスにおけるその他の再生可能エネルギー発電施設に適用される規制

(a) 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年エネルギーおよび気候パッケージ」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年エネルギーおよび気候パッケージ」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。この目標は、2030年までのエネルギー構成における再生可能エネルギーの割合の目標値を32%に設定する、2016年11月30日に欧州委員会が採択した「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」パッケージによって引き上げられた。

「2020年エネルギーおよび気候パッケージ」の一環として導入された再生可能エネルギーの利用促進に関する2009年4月23日付指令2009/28/ECに続き、再生可能エネルギーの利用促進に関する2018年12月11日付指令2018/2001は、再生可能エネルギーの世界的リーダーとしての欧州連合の地位を維持し、パリ協定に基づく温室効果ガス（GHG）削減の約束を達成するという目標を追求するものである。

この点に関して、各加盟国は、「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」パッケージの一部である、エネルギー同盟のガバナンスおよび気候対策に関する2018年12月11日付規則2018/1999に従って、再生可能エネルギーおよびエネルギー効率における2030年の新たな目標を達成するために実施すべき活動を定めた、2021年から2030年までの10か年国家エネルギーおよび気候計画を策定することが求められている。複数年にわたるエネルギー計画および国家低炭素戦略に基づき、フランスは2019年2月に、統合された国家エネルギーおよび気候計画の草案を発表した。

国内法では、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日付法律も、2030年までのエネルギー消費量における再生可能エネルギーの目標値を32%と規定している。さらに、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。

加えて、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。

最後に、フランス・エネルギー法第L.314-1条以下において成文化された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、また公共配電網に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。

(b) 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）③（i）（ロ）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償却期間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。環境法を簡素化し明確化する様々な規定を導入している、陸上風力タービンおよび環境許可に関する2018年11月29日付命令第2018-1054号は、特に陸上風力タービンに係る紛争が準拠する法律を簡素化したものである。

(iv) フランスにおける電力網

電磁場（EMF）暴露

グルネル第二法に従い、現在フランス・エネルギー法に組み込まれた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。

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、2019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 GRDFとの関係

EnedisおよびGRDFの共同サービス機能は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。その使命は、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。

この共同サービスにおけるEnedisおよびGRDFの関係は、サービスの範囲およびその結果として生じた費用の分担について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、当事者は、通知期間中に契約の再交渉を行う措置を講じる。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およびメーター・パネルの相互介入の将来的な中止について共同声明を発表した。現在、Enedisは、地域規模でのすべての運営業務を担当する地域別部門から構成される体制を優先している。極めて局地的な活動には、より小規模なネットワークが使われる。

2018年3月、EnedisおよびGRDFは、2つの混合事業体を設立することで、共同事業の一部を再編した。1つは、雇用契約、研究および医療社会問題を取り扱い、もう一方は、すべての電話およびオフィス・テクノロジーに係る活動を取りまとめるIT・電気通信事業者である。これら2つの事業体の設立は、2019年1月1日に効力が発生した。

以前は統合されていた不動産、自動車&機械、紛争および保険、研修および人材採用ならびに事務用購買に関する支援活動は現在、2つの会社が個別に担当している。

② 公共部門の事業体との関係

EDFグループの公共部門の企業との関係は、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、数本の重要な長期契約が協議された。

- ・天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- ・フッ素化：Orano Cycleの契約
- ・天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Cycleの契約

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32.1.1に記載されている。

③ 当グループの組織

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、2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記53を参照。

5【従業員の状況】

EDFは、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おり、当グループの行動は、単に環境問題を戦略に組み入れるだけにとどまらない。

したがって、2019年にEDFは、従業員の健康と安全に焦点を当てつつ、説明責任の強化、業務方法の簡略化、革新およびデジタル技術活用の推進を目標に設定することにより、労働組織の変革と改善の計画を進めた。当グループ内では、さまざまな取

組みが展開されており、従業員の福利はもちろん、組織、労働環境、職場における生活の質の改善に貢献している。2019年11月12日、「持続可能なモビリティ」に関する契約がフランスにおいてグループ・レベルで締結され、「低炭素雇用者」になることを目的として、環境ならびに従業員の健康および福利についてより手厚い保護を提供する労働の体系化方法が開発された。

またグループは、エンパワメントを育成する組織の方法について開発を促進している。「*osons la confiance*（信頼を惜しまない）」プロジェクトでは、業績および職場における生活の質の両方を向上させるため、チーム内での信頼、自信およびエンパワメントに基づいた企業のアプローチとイニシアチブを支援している。

さらに、グローバルなグループのすべての従業員および業務委託業者は、2018年に締結されたEDFグループの企業の社会的責任に関するグローバルな包括協定の規定の対象となっている。すなわち、尊重および誠実性、人材の能力開発、対話および協議、地域住民へのサポートおよび会社の方針が地域に与える影響について、尊重すべきいくつかの主要な原則を定めている。これは、グループの子会社によって具体的に導入され、継続的な改善のためのアプローチの一環として戦略的行動計画に統合される。導入された地方のプロジェクトは、社会的対話、方針策定（デジタル・アクセシビリティ）および革新（サーキュラー・エコノミー・プロジェクト）へ向けた協定を推し進めることに意欲的であることを示すこととなった。協定は、すべての労働組合組織との国際的な交渉と同様に、共同のアプローチを通じて管理される。事業者のためのローンチ・ガイドは、国際的な合意に向けた社会的対話委員会の労働組合組織と共同で作成され、協定の監視を任されている。協定を監視する委員会（従業員の代表で構成される）と連携して注意計画が作成されており、グループの労働組合組織と人事部スタッフのための研修となる予定である。この協定のガバナンスは、2019年11月25日の第7回CSRアワード・ナイト（*nuit de la RSE*）にて「大きな社会的影響力を伴う共同のアプローチおよび／または利害関係者と企業業績への貢献における最優秀部門」において銅メダルを受賞した。

2020年には、関連するすべての子会社および部門が、CSR行動計画（既に実施された取組みの開発、将来へ向けた改善目標、戦略への統合等）の形でCSR契約を導入し、社会的対話部門によって一元化される。

協定を監視する委員会のメンバーは、各条項の改善指標を定義したロードマップを作成する。

（１） 過渡期における安定した従業員数

2019年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計164,727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（63,962名）、Enedis（38,754名）、Framatome（14,630名）、Dalkia（16,563名）およびEDF Energy（13,190名）である。全体的な従業員数は、エネルギー移行、技術開発およびフランスならびにイギリスにおける競争の激化という背景に反し、2018年末と比較してごくわずかに減少した（-0.6%）。

従業員の80%はフランス国籍であり、従業員の96%は欧州（フランスを含む。）、4%は欧州以外に居住している。

フランス国内における当グループの従業員数

当グループ会社は、2019年12月31日現在でフランス国内において131,099名を雇用しており、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2年間安定している（2018年度有価証券報告書以降、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ている。原子力サービスおよび供給企業は、事業拡大への対応のため力強い成長（すなわち、Citelumは8.3%増加、Dalkiaは2.8%増加、Framatomeは2.9%増加およびフランスにおけるCyclife（廃炉）は20%増加）を遂げている。

EDFは、その変革およびビジネス・モデル（新規の原子力発電、再生可能エネルギーの開発、デジタル・サービスを含む新規の商業サービスの開発、電気モビリティ、サポート部門の最適化、第三次産業用の内部プロセスのデジタル化、ターゲットを定めた国際開発等）の適合に引き続き取り組んでいる。これらの適合により、従業員は徐々に減少（2018年末から2.1%減少）している。この点に関して、2019年に活動が停滞している部門の従業員には、早期希望退職の意向を提案し、約900名の従業員が同意の上、今後3年間でEDFを退職する予定である。人材のニーズおよび特定の主要な専門分野の変化を予測することで、短期、中期および長期における人員ならびに技能を適応させ、グループ内でのキャリア・パスを展開するため、グループ・レベルですべての子会社について前向きな調査が行われた。

当グループのフランス国外の従業員数：フランス国外の従業員の85%は欧州出身者（連結子会社）

従業員の20%はフランス国外に居住している。これは主にDalkia、CitelumおよびCyclifeの発展に加えて欧州におけるEDF Energy、EDF Renewables、FramatomeおよびEdisonの存在により支えられ安定している。残りの従業員は主にアメリカ（5,883名）、アジア（741名）および規模は小さいがアフリカ（177名）に居住している。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、2018年末以降の従業員数の変動を示したものである。

以下の表は、2019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。

	2019年	変動
フランス	131,099	-0.24%
欧州（フランスを除く）	26,827	-0.31%
世界のその他の地域	6,801	-8.96%
世界におけるEDFグループの合計(*)	164,727	-0.64%

(*) KPMG S.A.による合理的な保証監査の対象となる2019年の指標。

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 (2) 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】

「第3 2 (1) リスク管理および事業の統制」には、当グループ全体に適用されるリスクおよび業務の統制システムについて記載する。

「第3 2 (2) 当グループが晒されるリスク」には、当グループ固有の特徴を踏まえた上で、当グループが晒されていると考えている最も重要なリスクについて記載する。

(1) リスク管理および事業の統制

本項では、当グループ全体に適用される事業の統制（内部統制）およびリスク管理システムについて、2019年の最新の変化に焦点を当てて記載する。これらのシステムは、当グループの政策により策定された枠組みの一環である。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ている。また、主要な国際参照枠組み、特にCOSO-2013の変更点に基づいている。

① 統制環境

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において実施される持続可能で事業部門を超えた要件のすべてを規定するものであり、当グループ全体に共通するすべての分野横断的テーマを扱う。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「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
 - － プロセスおよびプロジェクトの円滑な遂行
 - － 財務情報および非財務情報の信頼性
 - － 当グループの方針の遵守
 - － 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、自己の業務に関する主要なリスクの特定および統制、特定されたリスクに対して統制システムが適切かつ相応となるよう自ら従業員に委任した業務に対するかかる統制の徹底、自己評価を通じた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：支援機能は当グループ共通の要件を定め、その統制を監督する。当グループ事業の統制に対する寄与については、「第3 2（1）②第2の統制ラインにおける焦点：部門横断的な統制システム」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。
- ・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（1）③第3の統制ラインにおける焦点：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。

第1のライン	営業主体	・当グループの政策要件を遵守する ・リスクおよび問題に合わせた一次的統制を実施する ・リスク分類およびその統制システムにつき年1回自己評価を実施する ・進捗およびリスク処理の行動計画を実施する
第2のライン	機能支援部門	・当グループの部門横断的政策を策定およびアップデートする ・各部門内で組織された二次的統制を実施する ・企業の自己評価の信頼性を分析する ・各部門における進捗およびリスク管理の行動計画を調整する
第3のライン	内部監査	・システム全体を独立して評価する ・企業がそれぞれの内部統制計画に取り入れるべき提言を行う ・（第1および第2のラインを考慮した上で）システム全体が有効であるという合理的な保証を統治機関に与える

範囲

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。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。

経営組織

EDFの経営幹部の組織については、「第5 3（2）②（i）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、リスク委員会として定期的に会議を開き、特にグループ・リスク分類、内部統制業務の評価および監査業務（年間計画、結果）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、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。

グループ執行委員会のコミットメント委員会

プロジェクトの評価および監視を強化するため、執行委員会のコミットメント委員会（構成は執行委員会と同じ。）（CECEG）は、コミットメントの規模および／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（1）②（iii）コミットメントの承認」を参照。）。

② 第2の統制ラインにおける焦点：部門横断的な統制システム

第2の統制ラインは、当グループのすべてのサポート部門（購入、通信、持続可能な開発、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、情報システム、データ管理）からなる。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。

（i）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および被支配子会社の範囲で2019年は53社）は、自己評価に基づく事業およびリスクの統制（改善行動の概要を含む。）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。

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の項は、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（取引関係の健全性監督、贈与および誘引の管理）、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、およびEMIR規制（*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*）の遵守、競争法の違反防止、利益相反の防止、個人情報保護規則の遵守、不正行為の防止、ハラスメントおよび差別の防止、デュー・デリジェンス、部門別の規則の遵守（エネルギー市場の統合性および透明性に関するREMIT規則（*エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則*））、軍民両用品に関する規則）、国際制裁プログラムの遵守等が含まれる。

資産の保護に関する部分は、悪意ある行為に対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。当グループにおいて、「事業のリスクおよび統制」自己評価報告書の提出義務のある企業の90%は、毎年行うべき統制を規定したICP（内部統制計画）を有していることを示している。

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（1）②（iv）財務情報の信頼性—会計および財務の内部統制」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（1）①統制環境」に記載されている管理の説明責任原則。
- ・内的リスクまたは外的リスク、業務リスクまたは戦略リスク、ならびに機会を含むリスクの類型論。
- ・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。

方法およびツール：リスクおよび内部統制アプローチの裏付けとして、各企業は複数の方法論的文書およびツールを利用できる。

- ・企業のリスク分類の裏付けとして、リスク分析の方法論的指針およびソフトウェア・パッケージ（SIGR）。
- ・内部統制指針、詳細な自己評価枠組み、ならびに自己評価の共有および要約のためのデジタル・プラットフォーム。

グループ・リスク分類

内部監査部門との相互レビューによって補完されるこれらの報告に基づき、EDFグループのリスク部門は、内部統制の全体的な評価を含め、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、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（2）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。

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。

(ii) 当グループの倫理・コンプライアンス・プログラム

当グループの倫理・コンプライアンス部門は、グループ・倫理およびコンプライアンス・プログラムを、以下の参照枠組み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。グループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）は、特に事業関係の健全性の監督、金融倫理、個人情報保護、不正対策、贈与および誘引の管理、ならびに利益相反の防止を含め、その展開を容易にするように策定された、手引書および支援指針によって裏付けられる。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年に有効となった憲章の改訂版が、2019年3月現在から当グループ全体で公開されている。
- ・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倫理・コンプライアンス行動規範。これは、腐敗防止のための一括登録文書を構成し、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）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、報告を行うことを認めるものである。親会社および下請業者への相当な注意義務に関する2017年3月27日付「デュー・デリジェンス」法の適用を受ける問題については、第三者も同等の警戒システムを利用できる。
- ・腐敗リスクに晒される執行役員、マネージャー、従業員、スタッフの研修および意識向上措置、ならびに倫理およびコンプライアンス担当役員（EOC）のネットワークのための、職務遂行に対する支援。

(iii) コミットメントの承認

EDFグループのコミットメント方針は、管理、ガバナンスおよび統制に関するコミットメント決定のための枠組みを設定する。この方針は、上場企業のガバナンスを尊重しながら、EDFのすべての企業および子会社（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（金額は問わない。）に適用される。

各コミットメント決定の前に、プロジェクト案は、当グループ全体で利用可能な方法論的参照枠組みに従った、リスクの分析を受ける。（コミットメント方針において定められた基準を超える）戦略的プロジェクトは、執行委員会コミットメント委員会（CECEG）の審査を受ける。

コミットメント案は、必要に応じて、「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」および「第5 3（1）②（viii）2019年度における取締役会の活動」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。

(iv) 財務情報の信頼性－会計および財務の内部統制

金融リスク管理組織

EDFグループは、以下の機能を軸に金融リスク管理を組織している。

・パフォーマンス管理、報告

- －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、当グループの各事業の経済モデルに適用したいいくつかの管理指標を採用している。
- －部門および被支配子会社における総合パフォーマンス・レビューを通じた、予算監督への寄与。
- －ポートフォリオ・レビューならびに経済および財務の最適化分析の実施。
- －財務管理方法およびプロセスの開発および周知徹底。これにより当グループ内における管理文化の周知徹底に寄与する。
- －経営サイクル・プロセスの管理、その要約、ならびに経営陣および子会社に対する決定の提案。
- －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。
- －会計基準および勘定科目表に基づくグループ参照枠組みを通じて、会計制度を確実に遵守すること。
- －下記の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システム」の調整。

・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

- －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。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。
- －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。
- －資金調達、財務および金融リスク管理方針に従った当グループの資金調達の確保、当該方針の原則（枠組みの策定、方法、エクスポージャーの監督、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。資金管理を担当する金融取引担当部署の持高は、当グループのリスク統制部門が監督する。

資金調達、財務および金融リスクの管理に関する方針は、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。

参照枠組み

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、2019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。具体的な内部統制規定については、当グループの指針「会計および財務の内部統制」に記載されており、企業において実施すべき統制目標については、当グループの内部統制指針において規定され、年1回アップデートされる。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および税務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による会計遵守の証明書、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。

連結財務書類の作成および統制手続

連結財務書類は、会計連結部の連結部門が、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。

半期決算および年次決算のたびに、財務書類の公表の各関係者から受け取るべき主要な提出物を明記した指示書、ならびに運用報告書および年次財務書類ための一括登録文書（URD）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。

個別財務書類の作成および監査手続

個別財務書類は、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。年次個別財務書類は、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。

要約中間個別財務書類は、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人材研修管理者部門を除く。）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）に委任される（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。

（v）危機管理および事業継続

自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、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（パンデミック、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。例としては、フランス都市部における暴風雨クラウド（2009年）、シンシア（2010年）およびアメリ（2019年）、もしくは西インド諸島におけるイルマ（2017年）、または寒波（2017年冬）もしくは猛暑（2019年夏）の発生が挙げられる。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、当グループによる商品およびサービスの供給が中断して利益が喪失する可能性がある。例えば、2019年12月に中国で発生したコロナウィルス感染症は、従業員およびサービス供給業者の健康、当グループの

営業およびプロジェクト、ならびに当グループの財務状態に影響を与えるおそれがある（「第3 2（2）⑥リスク要因に対するコロナウィルスの影響」を参照。）。

このリスクに対処するため、EDFは、地域における当グループの存在および当グループの電力事業の経済的重要性を考慮した危機管理方針を策定している。この危機管理および事業継続方針は、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。2019年、EDF CERTを設立し個別のサイバー危機ユニットを設置するなど、危機管理組織はサイバー危機面で強化された。

(vi) 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。

組織

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、当該規則をすべてのグループ企業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。）。

当グループのプログラムに参加している企業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（予想最大請求額（SMP）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。

当グループの保険プログラムへのFramatomeの統合は、提供される保険の適用範囲の改善および財務上のシナジーの獲得を目的に継続している。この統合は、役員向けの一般賠償責任保険および民事責任保険、損害保険（原子力資産を除く。）ならびにサイバー・リスク保険に関するものである。原子力事業者の民事責任および関連する輸送グループ・プログラムへの統合は、2020年2月18日付の次の契約更新時に行われる予定である。

グループ保険方針

目的：2017年1月に執行委員会により承認された保険方針は、当グループが市場に移転することを決定したリスクおよびかかる移転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実施を通じた大量購入、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険会社、金融市場への移転等）の共有、個人および当グループの控除免責金額（通常、大規模なリスクのみ移転される。）、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状況および費用について、アップデートの報告を受けている。こうして監査委員会は、保険、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について、定期的にアップデートの報告を受けている。

2011年以降、財務投資部門取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび財務部門に対し、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。

当グループの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（撤退は2015年3月31日から有効）。

保険契約は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

自家保険会社および相互保険会社の利用

すべての主要なフランス国内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。

Framatomeが2018年12月21日以降、ルクセンブルグに再保険会社（Tereco）を有していることは、注意が必要である。

さらに、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探鉱および生産に関する資産がかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、OILが提供する補償および市場の保険会社によって提供される補償を組み合わせたものである。

EDF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。

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企業の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プログラムに加入している。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。

役員に対する民事責任保険

EDFは、執行機能の履行において生じる民事責任の財務上の影響に対して、EDF、Enedisならびにこれらの被支配子会社の役員および取締役を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

損害保険（原子力資産を除く。）

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措置については、「第3 2（1）②第2の統制ラインにおける焦点：部門横断的な統制システム」に具体的に記載されている。

「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、シンクリー・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。

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。

一方、島部エネルギー・システムの空中送配電網は、生産施設の半径1,000メートル以内を除き、「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が生じる可能性がある。また、近年の自然災害の頻度および規模の影響により、このような特定の保険の更新または加入は、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。

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。この保険は、2019年7月1日付で更新された。

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。

原子力施設の操業に対する特別保険

原子力事業者の民事責任

フランスにおいて、EDFの現在の保険方針は、1968年10月30日付フランス法第68-943号、1990年6月16日付法律第90-488号および2006年6月13日付法律第2006-686号（いわゆるTSN法）に従っている。これらの法律は、現在フランス環境法において成文化されており、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を成文化したものである（「第2 3（3）③（ii）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との間で、保険が分担されている。

2016年2月18日付で発効したこの補償は、2019年2月18日付で、期間3年で更新された。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）③（ii）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。

2019年2月18日付で、請求管理のためのすべての業務およびツールは、高性能ITツールならびに必要な人的資源およびネットワークを有する会社EQUADに委任されている。

EDF Energyが原子力発電所を運営する英国において、原子力事業者の民事責任規定はフランスの規定と類似している。英国議会は2016年5月4日、「原子力施設命令」（前述の2004年2月の改正議定書を国内法化するための命令）を可決した。これは、2006年のフランスTSN法とほぼ同じ変更であるが、大部分は議定書と同時に発効する。

この命令は、英国の事業者の義務を現在の上限140百万英ポンドから700百万ユーロ相当に引き上げるもので、この金額は5年かけて1.2十億ユーロの上限まで徐々に引き上げられる。

EDF Energyは現在、ELINIおよびWagram Insurance Company DACの保険に加入している。再保険会社Océane Reも、Wagram Insurance Company DACに対する再保険契約に基づき、このリスクを共有している。

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）③（ii）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

核物質の輸送に関する民事責任

パリ条約に基づき、「荷主」である事業者は核物質の輸送について民法上賠償責任を有し（別段の規定がある場合を除く。）。2016年2月18日以降、かかる賠償責任の限度額は、損害範囲はそのまま80百万ユーロに設定され（「第2 3（3）③（ii）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）、改正後のパリ条約が発効したときに補償が認められる損害範囲が拡大される予定である。この賠償責任は、現在、前述の原子力事業者の民事責任保険によってカバーされている。

原子力施設への損害

相互保険会社である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、主に英国の原子力基金である国家リスク保険会社（NRI）、（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、ならびに欧州原子力相互保険協会（EMANI）が補償責任を負う普通保険契約により、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物的損害（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ていた。

2018年10月1日以降、

- ・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240百万ユーロ超、総額1,510百万ユーロまで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。

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、2019年は236百万ユーロである。

③ 第3の統制ラインにおける焦点：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。これには、内部監査部門（書記長に直属する「IAD」）、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。IAD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Enedis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に関係性を適応させている。IADは、事業ライン（IADによる子会社（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。2019年末現在、当グループの監査機能は70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

IADは、内部監査人協会の定義による国際基準を適用し、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、2019年7月に発表された規約に定められている。これには、監査について規定した基本的原則、プログラム策定手続、委任された保証業務の種類、ならびに被監査人および監査人の義務が明記されている。これには、部門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。

内部監査部門は、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う。監査委員会は、リスク・ベースの内部監査領域について意見を述べ、監査実績を見直し、内部監査に充てられる業務料および資源の適性を確認する。

監査人は、国際基準に則った方法で訓練されており、各任務の終了時に評価される。

すべての業務（監査プログラムの策定から、行動計画の監視まで）について、IADのプロセスの概要が決められ管理されている。

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、グループ企業および被支配子会社、事業ユニット、プロジェクトおよび部門を超えた機能の監査を行う。これらの監査には、内部統制の健全性評価も含まれ、重要性に応じて3年から5年に1回行われる。IADは、企業の部門を超えた監査を行い、子会社の監査部門はその範囲内の監査のみ行う。IADは、企業レベルのリスクを伴う事業ユニット／プロジェクトについて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、当グループの優先リスク領域に基づいて策定されており、すべてのグループ事業ユニット、プロジェクトおよびプロセスは定期的に監査を受けなければならない。

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る。かかる行動計画についてはIADの意見を仰ぎ、IADはその後、これを監督する（監査報告書が回覧されてから6か月以内に開始する。）。

中間監査概要書は、主要な企業監査結果および行動計画の追跡調査をまとめる。また中間監査概要書には、監査プログラムの結果、被監査人の満足度、部門の活動ならびに技能および予算の評価が記載される。この概要書は、複数の監査において観察され、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。最後に、当グループのリスクの統制レベルについて、監査に基づく見解を示す。この概要書は、会長兼最高経営責任者、執行委員会、次いで監査委員会および取締役会に提出される。

④ 外部統制

すべての上場企業と同様、EDFグループは、AMF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（法定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（*Code de commerce*）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） 当グループが晒されるリスク

当グループは、目まぐるしく変化し、様々な種類の膨大なリスクを伴う環境の中で事業を行っている。これらのリスクは、戦略リスクまたは業務リスクである可能性があり、外因性であったり、または内因性で当グループの事業ラインに内在していたりする。これらがもたらす結果は様々であり、当グループの経営成績、当グループの財務状態および戦略もしくは開発の資金調達能力、当グループ内外の利害関係者もしくは環境、または当グループの評判に影響を与える可能性がある。

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。

リスクは5つのカテゴリーに分類され、「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」から「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」にそれぞれ記載されている。

当グループが事業を行う国および地域における公共政策および規制の変化に関連するリスク、ならびに当グループが晒される法的リスクについては、「第3 2 (2) ①市場規制、政治および法律に関するリスク」に記載されている。

「第3 2 (2) ②金融および市場に関するリスク」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から生じるリスク、ならびに金融市場の変化および関連情報の信頼性に関するリスクについて説明する。

「第3 2 (2) ③当グループの変革および戦略に関するリスク」では、気候変動、新たな競争、ならびに技術および社会の変化に伴う変革の必要性に応じて、当グループが特に戦略および技能面で適応する能力に関するリスクについて説明する。

「第3 2 (2) ④パフォーマンス」では、様々な産業活動およびプロジェクト（EPRを含む。）、サービスおよび販売における当グループの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 (2) ⑤原子力事業に固有のリスク」は、特に原子力安全の主要な要件および原子力事業の超長期的資本集約性を考慮した、追加的なリスク要因および特別措置を伴う当グループの原子力関連事業について、「第3 2 (2) ④パフォーマンス」を補足するものである。

リスクは、各カテゴリーに該当する各項において詳細に説明されている。表とそれに続くグラフおよび詳細な説明とを関連付けやすいよう、番号が振ってある。

以下に挙げたEDFグループに固有のリスクのほか、コロナウィルス危機の影響については「第3 2 (2) ⑥リスク要因に対するコロナウィルスの影響」に記載されている。

本書において特定されたリスクはすべて、当グループに対して推定される影響が大きいため重要であるとして選ばれた。また、当グループにとっての潜在的影響の重要性、発生確率および実行する行動に照らした統制レベルを同時に考慮する緊急性の定性的評価によって、これらのリスクの優先順位が決定される。この優先順位付けにより、すべてのリスクは緊急性が高、中、または低の3段階のレベルに分類される。カテゴリーの相対的順位付けは行われない。

原則として、エクスポージャーの範囲は、フランス、ベルギー、イタリア、英国および当グループが事業を行うすべての国である。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（数世紀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。

リスクを統制するため、様々な措置を実施している。これには、すべてのリスクに適用される措置（内部統制、コミットメント承認プロセス、「第3 2 (1) リスク管理および事業の統制」を参照。）と、各リスクに固有の措置とがある。

EDFグループに固有のリスク

① 市場規制、政治および法律に関するリスク	② 金融および市場に関するリスク	④ パフォーマンス
・ 1 A：フランスおよび欧州における公共政策の変化 ・ 1 B：規制枠組みの変化（ARENH、TRV、環境規制およびSNBC） ・ 1 C：水力発電委託の規制枠組みの変化^(***)	・ 2 A：金利リスク	・ 4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制
・ 1 D：配電委託の規制枠組みの変化^(***)	・ 2 B：金融市場リスク ・ 2 C：エネルギー市場リスク	・ 4 B：水力発電の安全性リスク ・ 4 C：労働安全衛生違反（従業員およびサービス供給業者） ・ 4 D：資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む） ・ 4 E：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性
・ 1 E：倫理またはコンプライアンス違反 ・ 1 F：法的訴訟リスク ・ 1 G：省エネ証書による費用の増加^(*) ・ 1 H：公共事業の報酬不足^(*)	・ 2 D：為替リスク ・ 2 E：カウンターパーティー・リスク ・ 2 F：流動性リスク	・ 4 F：停電リスク ・ 4 G：労働安全、および生物多様性を含む環境資産に対する影響
凡例	③ 当グループの変革および戦略に関するリスク	⑤ 原子力事業に固有のリスク
・ 緊急性 高	・ 3 A：障害時の変革能力 ・ 3 B：気候変動への適応—物理的リスクおよび移行リスク	・ 5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守^(**) ・ 5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力^(**)
・ 緊急性 中		
・ 緊急性 低		
	・ 3 C：従業員の技能の適応 ・ 3 D：長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力	・ 5 C：原子力民事責任による運転中の原子力安全リスク^(**) ・ 5 D：燃料サイクルの管理^(**)

特に明記されているものを除き、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 市場規制、政治および法律に関するリスク

1 A：フランスおよび欧州における公共政策の変化

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政治的枠組みの変化（フランスにおけるエネルギーおよび気候法もしくは複数年にわたるエネルギー計画（PPE）または欧州の「グリーン・ディール」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化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。

統制行動の緊急性：高

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）の草案を発表した（「第2 3（3）①（ii）フランスにおける公共サービス」を参照。）。

具体的には、これに関して、

- ・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。原子力の割合をエネルギー構成の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（PPE）の最終版では、原子炉を閉鎖される予定の施設を特定する基準が明らかにされ、これを元にEDFが提案を行う予定である。優先権を有する施設を最終的に特定するのは政府である。
- ・そのため、産業的選択ではなく複数年にわたるエネルギー計画（PPE）適用の結果として、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、EDFはフェッセンハイム原子力発電所に関して、2020年2月22日の原子炉1号機の閉鎖および同年6月30日の原子炉2号機の閉鎖に向けて準備を進めつつ、2019年9月30日、環境連帯移行大臣および原子力安全当局に対し、フェッセンハイム原子力発電所の2基の原子炉の運転許可取消しの要請書および永久的な閉鎖の宣言書を送付した。この要望書および宣言書の提出は、フランス政府とEDFが2019年9月27日、EDFのフェッセンハイム発電所早期閉鎖に対する国家補償の協定書に調印したことを受けて行われた。

2019年11月8日、エネルギーおよび気候法が成立した。この法律は、フランスにおけるエネルギーおよび環境移行政策の要点を規定し、グリーン成長に向けたエネルギー移行法が設定した目標をアップデートするものである（「第2 3（3）①（ii）フランスにおける公共サービス」を参照。）。

具体的には、

- ・エネルギー構成に関して、同法は、発電に占める原子力の割合を50%に下げる期限を2035年まで延ばすことを承認し、これにより前述した複数年にわたるエネルギー計画（PPE）プロジェクトの法的枠組みを示した。また同法は、2030年までに化石エネルギー消費を2012年の水準から40%削減すること（従前は30%）、および6を超える係数で排出量を割ることで2050年にカーボン・ニュートラルを達成することを求めている。
- ・2022年までに石炭火力発電所を閉鎖することを目標に、2022年1月1日以降、化石燃料から発電する施設による二酸化炭素の排出量を制限する計画を立てる。
- ・同法はARENH制度を改正し、フランス政府が法令により、EDFが代替供給業者に割り当てることのできる電力の全体的な最大量（ARENH上限）を2020年1月1日付で100TWhから150TWhに増加できるようにした。また同法は、フランス政府に対し、ARENH価格の引上げと上限の引上げとを直接結びつけることなく、ARENH価格を改定することを承認した。しかしながら、フランス政府は、2019年末までこれらの選択肢を実行していない。
- ・また、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の両期間をカバーしなければならない戦略的事業計画（PSE）を公表する手続についても規定しており（事業機密に関する情報は除く。）、原子力または火力発電所の閉鎖により従業員向けに用意される方策も提示する。戦略的事業計画（PSE）が複数年にわたるエネルギー計画（PPE）と両立しない場合、同法は、必要に応じて制裁を伴う公式な通告を行う。

主に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、ならびに気候およびエネルギー政策は、2019年、クリーン・エネルギー・パッケージの成立とともに著しく変更されており、具体的にはエネルギー部門全般および特にEDFグループに適用される主要条項を含む可能性の高い欧州委員会の新たな最重要メカニズム、「グリーン・ディール」を通じて、今後とも変更される可能性が高い。

欧州委員会委員長が2019年12月に欧州議会に対して行った概要説明によると、グリーン・ディールは、2050年までに欧州連合がクライメート・ニュートラルを達成するという目標を設定するもので、以下の措置を含む。

- ・欧州連合域内排出量取引制度（EU-ETS）の改正、および有意義かつ予測可能な二酸化炭素排出権価格を実現するための最低炭素価格
 - ・欧州連合の国境「炭素税」（炭素含有量メカニズム）の導入
 - ・二酸化炭素フリー電力または水素等の低炭素ソリューションに対する税の優遇措置につながる、エネルギー税指令の改正
- 持続可能な金融についての欧州タクソノミーに関する変更も、考慮すべきである。投資の指針として主に検討することは、長期的なカーボン・ニュートラルという目標との整合性である。原子力はタクソノミーから除外されるリスクがあり、その場合は気候変動対策に悪影響が生じるおそれがある。

これらの変更は当グループにとって不利となる場合もあり、気候保護に対する取組みを実現する能力に悪影響を与えるおそれがある。具体的には、追加費用の発生、当グループの成長目標との矛盾、当グループが事業を行う競争環境の変化、規制料金水準の変更につながり、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。

さらに、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。最後に、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。

最後に、再生可能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）（ニ）EDF Renewables」を参照。）に任せている。かかる発展の収益性は、しばしば異なる国々で実施されている支援政策および入札政策に依拠するものである。当グループは、これらの政策が一部の国において投資の収益性に悪影響を及ぼす形で変更されないことを保証することはできない。

1 B：規制枠組みの変化（ARENH、TRV、環境規制およびSNBC）

当グループの収益の大部分は規制業務から発生する。このため、規制販売料金、ARENHもしくは公共送配電網使用料金（TURPE）の改定、または温室効果ガス排出量に関する規制の変更、および二酸化炭素排出権の価格に対するその影響は、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・ソリューションの展開によるエネルギー移行という課題への対応能力に影響を与える可能性が高い。

統制行動の緊急性：高

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－TRVEおよび公共送配電網使用料金－TURPE）に基づいている。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。）。

エネルギーおよび気候法の枠組みにおいて、規制販売料金またはARENHに関して複数の規定が設けられた。

- ・ARENHに関する規定：「1 A：フランスおよび欧州における公共政策の変化」に記載されている。
- ・規制販売料金（TRVE）適格施設の範囲縮小：2021年1月1日付で、個人事業主および単一の住宅用建物の共同所有者組合を含む住宅用最終消費者、ならびに10人未満を雇用し、年間売上高、収益または総資産が2百万ユーロ以下の非住宅用最終消費者のみが、契約電力が36kVA以下の施設につきTRVEの恩恵を受けることができる。

また、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）は、次のように規定する。「政府は、EDFに対して、低価格シナリオにおいても複数年にわたるエネルギー計画のニーズを満たすために発電施設の経済的持続可能性を確保する財務力を与える一方、既存の原子力発電所に対して行った投資に関連して競争上の優位性を与えることで、2025年以降市場価格の上昇からの消費者保護を保証することを可能にする、既存の原子力向けの新たな規定の条項を定める。」

この目標を達成するため、フランス政府は、EDFが消費者保護および気候保護を目的として、フランスのすべての消費者のために透明かつ公正な方法で一般的経済利益を有するサービス（SGEI）を提供することを義務付ける、経済規制の導入を計画している。このことを念頭に置いて、2020年1月、政府は市場参加者および利害関係者から、この経済規制プロジェクトにつながった基本的調査結果ならびに提案されている建設および運転の原則に基づき、負担金を求めた。

ARENH制度（電力量、上限、価格）の改正または新制度への切替えは、フランス政府または国会議員の責任であり、欧州委員会との事前の綿密な協議を要する。これは、最終的にどのような変更が実行されるか、および関連する期限等について、不確定な要素が多いことを意味する。

これに関するリスクは以下のとおりである。

- ・既存のARENH制度に関して
 - －ARENHの電力量が増加しても価格が十分に変わらないリスク
 - －また、制度の選択的性質から、供給業者はARENH制度と市場との間でEDFに不利益となる裁定機会を有し、当該選択肢は無償であるため、EDFは相応の対価なく、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大きな不確実性に晒される（「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク－2 C：エネルギー市場リスク」を参照。）。
- ・ARENHの後継として構想されている制度に関して、フランスにおけるEDFの原子力発電資産に対して適正な利益を確保するには、価格水準が不十分であるリスク。
- ・利害関係者による規制販売料金（TRVE）に関する紛争のリスク

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、ARENH、規制販売料金、公共送配電網使用料金（TURPE）または現地の料金規制が、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独占的所有権を維持できるレベルで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、気候変動対策のための効果的な移行が進まないリスクもある。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。

1 C：水力発電委託の規制枠組みの変化

当グループは、公共サービス委託に基づいて水力発電事業を行う場合があり、必ずしも運営する資産を所有していない。特に委託の更新に関する規制枠組み、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。

統制行動の緊急性：高

フランスの水力発電施設は、発電容量が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）③（iii）水力発電施設およびその他の再生可能エネルギー発電施設に適用される規制」を参照）。フランスにおける水力発電委託契約の更新に関する課題については、「第2 3（2）①（v）（イ）（d）水力発電に関する課題」に記載されている。

EDFグループは、現在運営している委託が更新されることも、最初の委託時と同じ財務条件において各委託が更新されるとも保証することはできない。さらに、当グループは、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われる補償が、それによる当グループの収入減少を補償するのに十分であるとの保証も、手数料の上限に関する今後の規制が当グループに悪影響を与える方向に展開しないと保証もすることはできない。これらの要因は、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、事業を行っている他の国（特にイタリア）においても、水力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、これらの委託が、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。

1 D：配電委託の規制枠組みの変化

当グループは、公共サービス委託に基づいて配電事業を行っており、運営する資産の大部分を所有していない。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。

統制行動の緊急性：中

フランスでは、Enedisは、配電網を構成する資産のすべてを所有していない。かかる資産は、法律により（電源ステーションを除き）地方自治体が所有する。このため、Enedisは当該地方自治体と公共配電委託契約を締結しなければならない（「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照）。かかる委託契約は、Enedisに対し、契約条項の範囲内で、公共配電網を開発および運営する任務を遂行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25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。これは、FNCCR（*Fédération nationale des collectivités concédantes et régies*—全国委託元当局連合会）、フランス都市連合、EDFおよびEnedisによって2017年12月に策定された新しい契約様式に基づき、配電を主管するすべての当局と委託契約を更新する現在のプロセスの法的根拠となっている。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）①（iii）フランスにおける送電および電力供給に係る委託契約」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。

1 E：倫理またはコンプライアンス違反

EDFグループは、従業員または第三者が業務上禁止行為および倫理違反行為を取るリスクに対処するため、厳格な倫理およびコンプライアンス・プログラムを実施している。

統制行動の緊急性：低

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、告発者を刑事訴訟または懲戒手続の可能性から保護するシステムがあり、企業に内部警告システムを提供する（「第2 3（3）③EDFグループの施設および事業に適用される規制」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いる。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。

1 F：法的訴訟リスク

法的手続または訴訟は、当グループの財務または評判に重大な影響を与えるおそれがある。

統制行動の緊急性：低

EDFグループは、日常業務において訴訟に関与しており、その経過または結果は、EDFの業績または財務状態に重大な悪影響を与えるおそれがある。

具体的には、特定の市場における立場から、フランスにおいてEDFグループは、競合事業者または監督機関が開始する法的手続の当事者となる可能性がある。EDFに対して行われる請求は高額となる可能性があり、賠償金もしくは罰金を支払うまたは差止命令が下される事態となって、当グループの事業の一部に影響を与えるおそれがある。例えば、フランスの競争当局または欧州委員会における法的手続においては、罰金は当該企業（または場合により当該企業が所属するグループ）の連結収益の10%にも及ぶ可能性がある。EDFグループは、重大な利害を有する商事紛争に関する訴訟手続に関与する可能性もあり、その結果は本質的に予測不可能である。

EDFグループは、一般的に、および事業を行うすべての国に固有の現行のすべての規則、ならびに具体的には原子力事業を遂行するための条件に関するものを遵守していると確信しているが、当該案件を担当する監督機関、行政機関または司法当局の判断を予断することはできない。これらのリスクは、特別に警戒し、また防止政策（契約による政策、遵守政策等）を実施すべき対象である。実際のもしくは起こり得る重大な紛争またはその他の訴訟および調査については、当グループの法務部への報告手続が整備されている。

EDFが関与する主要な法的手続については、連結財務書類の注記50および「第6 3（2）訴訟」に記載されている。

1 G：省エネ証書による費用の増加

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。

統制行動の緊急性：低

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、複数年の省エネ目標および達成できない場合の制裁金を定めるものである。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日付法律は、EECスキームの第3期（2015年から2017年）よりこれを修正するもので、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日付命令第2017-690号は、第4期（2018年から2020年）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（2019年10月9日、フランス政府は、第4期の債券年率を変えずに2021年まで延長することを発表し、2019年12月9日付命令第2019-1320号によってこれを確認した（「第2 3（3）③EDFグループの施設および事業に適用される規制」を参照。））。

省エネ証書を取得するための新たな省エネの鉱脈の始動に時間がかかり、供給義務者間の競争が激化している市場において、債券の倍増は相当な圧力、特に省エネ証書の店頭取引に対して支払われる価格の高騰につながっている。後者は、2019年初頭から政府の「刺激策」および第4期の1年延長のシナジーにより、比較的横ばいになっている。しかしながら、これらの計画はまだ完了していないため、期限内に目標を達成できないリスクは残り、その場合は当グループの財務状態の悪化につながる可能性がある。また、このような不利な状況では、1つ目の企業責任目標（および企業責任に明記されている、顧客一人一人がより責任ある消費を行うことを保証するという目標）、4つ目の目標において設定された気候保護コミットメントも疑問視される可能性が高くなる。

1 H：公共事業の報酬不足

EDFは特定の公共事業、特に公共サービス事業に責任を負うが、この費用の補償メカニズムは、かかる義務に関して負担した追加費用の全額を補償しない、または疑問視される可能性がある。

統制行動の緊急性：低

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）①（ii）フランスにおける公共サービス」および「第2 3（3）②（i）（ロ）フランスの規制：エネルギー法—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）」を参照。）。2020年にEDFがフランスにおいて相殺される予定であるエネルギー公共サービス料金の予測金額は、7,793.6百万ユーロである（2020年のエネルギー公共サービス料金の見積りに関するフランスのエネルギー規制委員会（*Commission de régulation de l'énergie*）の2019年7月11日付決定）（金融費用を除くスケジュール前のの料金6,875.4百

万ユーロ、金融費用－19.1百万ユーロ、および回収スケジュールに基づく調整937.4百万ユーロ）。2020年の公共サービス料金の金額は、2019年12月28日付予算法に明記されている。

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、公共サービス事業の履行に関して適用される法令および規制条項によって規定される補償制度が、関連して発生した追加費用の全額を補償することを保証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、当グループの3つ目の企業責任目標に明記された、脆弱な人々を支援するという目標を達成できるか、疑問視されるおそれがある。

② 金融および市場に関するリスク

EDFグループは、その様々な事業を通じて、金融および市場に関する数々のリスクに晒されている。本項では、金利リスク、金融市場リスク、エネルギー市場リスク、為替リスク、カウンターパーティー・リスクおよび流動性リスクを扱うことで、これら様々なリスクについて記載している。これらのリスクはすべて、当グループの投資のための資金調達能力に影響を与えるおそれがある。金融および市場に関するリスクについては、事業報告（「第3 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」）および財務書類の注記に記載されている。

2 A：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、中央銀行の決定により変動することがある。

統制行動の緊急性：高

1. 金利の低下リスク

金利が低下すると、当グループの固定金利金融資産および負債ならびに割引負債の価値が変動することから、当グループの経済的負債に影響が生じるおそれがある。年金およびその他個別の従業員給付コミットメント（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34）ならびに当グループの長期の原子力へのコミットメント（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32）の割引率は、それぞれ異なる期間の金利に直接または間接的に連動している。

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。この引下げの規模は、今後の金利および規制の変化によって異なる。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設定された。

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。

- ・専用資産の利益率およびそれに伴うヘッジ率。
- ・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期間を設定する選択肢を規定している。

フランスのエネルギー担当大臣およびフランスの経済担当大臣は、EDFに対する2020年2月12日付書簡において、原子力費用の資金調達の担保に関する特定の規制条項を改定することを決定したと通知した。

- ・割引率の規制上限は、実質価値で表示され、当該日に適用される終局フォワード・レート（終局フォワード・レート）として設定され、欧州保険・企業年金監督局によって発表され、150ベース・ポイント引き上げられる。この変更は、2020年1月1日から5年間で、実際の金利2.3%から段階的かつ直線的に実施される。
- ・仮定の変更が引当金に与える影響を相殺するため資産の引当率を100%から110%の間にする義務は廃止され、超過すれば引出可能となる基準が110%から120%に引き上げられる。ただし、2018年12月31日に終了した事業年度の財務書類に基づく現在の義務（797百万ユーロ）は、引き続き適用される。2019年は割当ての予定はない。
- ・カバレッジが不十分である場合に監督機関が必要な措置を取る期限は、計上されたカバレッジが不十分である決算日より3年から5年に延長される。

割引率の変化による原子力引当金見積額の変化は、以下のとおり記録されることに注意する必要がある（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.3および注記32.1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実績に確実に影響し、翌年以降には影響しない。

2014年以降の金利の低下は、当グループの財務状態に悪影響を与えている。これは、一定の状況下で割引率の低下が原子力引当金に与える影響を相殺するため、専用ヘッジ資産への割当義務があることによる。金利の低下およびこれに伴う割引率の低下がなかったと仮定すると、2014年から2019年末までのヘッジ資産への割当では、他のすべての条件が同じであれば2,021百万ユーロ少なかった。

概して、金利が1%低下すると以下の影響がある。

- (i) この利下げが対応する原子力割引率に影響を与えた結果として、原子力負債について、税引前利益への影響約－580百万ユーロ。
- (ii) この利下げが対応する割引率に影響を与えた結果として、フランスの従業員給付引当金について、税引前利益への影響約－180百万ユーロ。

全体で、税引前利益の感応度は、金利の1%低下に対して約－760百万ユーロである。

II. 金利の上昇リスク

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、または市場が非常に緊迫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り、これは変動利付金融資産および負債に連動するフローの変化に関するリスクである。当グループが保有する金融証券およびデリバティブ、ならびに発行した債券は、変動金利に直接連動する表面利率を支払い、または受け取る可能性がある。

このため、金利が1%上昇すると、当グループが発行した債券に連動する表面利率が上昇することで、約－180百万ユーロの効果がある。

金利の上昇に伴うこのようなマイナスの影響は、原則として、長期的コミットメントに関する金利の上昇に伴うプラスの影響を下回る（前項を参照。）ため、税引前利益の実質的な感応度は、金利が1%上昇すると約＋580百万ユーロとなる。

2 B：金融市場リスク

EDFグループは、その事業の結果、金融市場に関するリスク、特に株式リスクに晒されている。

統制行動の緊急性：中

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。）。

2 C：エネルギー市場リスク

当グループは、発電した電力を販売する際、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。

統制行動の緊急性：中

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、卸売市場（電気－当該国におけるエネルギー価格および供給量保証価格、ガス、石炭、石油製品、二酸化炭素排出権）における価格変動リスクに晒される（これらの価格の最近の変化の詳細については「第3 3（3）②経済環境」を参照。）。これらの市場には関連があり、ガス、石炭、石油製品または二酸化炭素排出権の価格が低下すると、電力価格も低下する。ガスも石炭も必要とせず二酸化炭素を排出しないEDFの発電所における原子力発電が支配的地位にあることを考慮すると、これらのコモディティの価格が低下しても、それに伴う電力価格下落によるマイナスの影響に比較すると、当グループに対するプラスの影響は非常に限定的である。

これらの価格水準には、世界市場におけるコモディティ価格、需要と供給のバランスだけでなく、一部の発電手段に適用される価格設定および租税政策または助成金等、当グループが制御し得ない様々な要素が影響している。このため、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。

したがって、このエクスポージャーは、当グループの収益およびすべての財務指標に影響を与える。具体的には、電力価格の低水準が続けば、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、耐用年数および更新に関する条件に影響が生じる可能性がある。

フランスにおいて、電力市場価格に対するエクスポージャーの程度は、2025年末まで適用される現行のARENH制度に基づく販売状況に対応し、またかかる販売状況は市場価格の水準および規制の変更の可能性に対応する。

- ・すなわち、エクスポージャーは、任意であるARENH制度をまったく利用していないときに最大になり、2020年初頭現在は現行のARENH制度の条件に基づくEDFの発電量の約75%に相当すると推定される。この結果、全体の水準（エネルギー＋供給量）が当該供給年のARENH価格（現在は42ユーロ/MWh）を下回る場合、EDFは電力卸売市場における価格下落リスクに大いに晒される。
- ・反対に、全体の水準（エネルギー＋供給量）がARENH価格（現在は42ユーロ/MWh）を上回り、ARENH制度の利用が最大である場合、電力卸売市場における価格上昇によるプラスの影響は限定的である。
- ・また、2019年に成立したエネルギーおよび気候法は、フランス政府が法令により「ARENH上限」を現在の100TWhから150TWhに引き上げられると規定する（「1 A：フランスおよび欧州における公共政策の変化」を参照。）。この変更が行われれば、ARENH価格の引上げの有無にかかわらず、全体の水準（エネルギー＋供給量）がARENH価格を上回る場合、EDFが電力卸売市場価格から受ける恩恵はさらに小さくなるだろう。

ARENH制度に想定される変更に関するこのリスクについては、「1 B：規制枠組みの変化（ARENH、TRV、環境規制およびSNBC）」に記載されている。当グループは、エネルギー市場リスクに関する個別の政策を通じてエネルギー市場に対するエクスポージャーを管理している。この政策は、基本的に、今後数年の財務実績の水準に関する不確定要素を次第に減少させることを目標としている（関連する原則および組織に関する詳細については、「第3 3（3）⑥（ii）（イ）エネルギー市場リスクの管理および統制」を参照。）。この政策は、価格変動の影響を軽減するものであるが、その影響を打ち消すことはできない。当グループは依然として、これらの市場における価格変動の構造的傾向に晒されている（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43「市場リスクおよび相手先リスクの管理」を参照。）。

また、グループREMIT指令は、グループ企業がエネルギー卸売市場の透明性および統合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（「第2 3（3）②（iii）エネルギー卸売市場に関する規制」を参照。）。

2 D：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。

統制行動の緊急性：低

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。

2 E：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。

統制行動の緊急性：低

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。

2 F：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い。

統制行動の緊急性：低

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）金融リスクの管理および統制」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。当グループは、資金需要を満たすために多額の手元資金を有している。ハイブリッド排出を検討する可能性があり、その場合は、特に会計基準が変更されれば、当グループの財務書類に変更が生じる可能性がある。

③ 当グループの変革および戦略に関するリスク

3 A：障害時の変革能力

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）において競争の激化に直面しているが、当グループの開発戦略、統合されたグループ内における事業範囲の変更およびシナジーは、当グループの策定した目標に従って実施されないおそれがある。

統制行動の緊急性：高

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（「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、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。

また、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）および当グループが事業展開するその他の国々において、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電力会社として、CAP2030戦略に沿う形で発展を続ける意向である。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。また、地域的な分散効果、もしくは当グループの提供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を十分に重要視できていない場合、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、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、戦略を実行する手段を調達するため、成長、適応および再編プログラム、ならびに業績計画を実施している。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。この変革は、技術および社会が変化し競争が激しい中では、不十分であったり、または間に合わなかったりする可能性もある。

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。

原子力費用およびかかる費用の変化（新規原子力プロジェクト、大規模な「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」改修プロジェクト等）、ならびに当グループがこれらの資金を調達する能力により、当グループは戦略の展開ペースを再検討せざるを得ないおそれがある。

戦略的変革目標を達成するために当グループが実施する適応プログラムは、従業員個人および全体を動員できるか否かに大きくかかっている。しかしながら、特に当グループの組織に影響するこれらの適応に関して、またはより一般的な変化（年金改革等）に関して変更があった結果、労使関係環境が悪化した場合、この動員を十分にできなくなる可能性がある。

3 B：気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク

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。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。

統制行動の緊急性：高

物理的リスク

EDFグループの施設は、水、風および太陽資源と密接に関連している。電力系統の全体的な信頼性は、発電施設および送配電網インフラの気候条件に対する強靱性に左右される。気候条件に対するこの感応度の結果、EDFグループの事業は、気候変動の物理的影響により（慢性的な影響の観点から、ならびに極端な気候事象の頻度および激しさが増していることから）重大な影響を受ける可能性が高い。これらのリスクに対処するため、当グループの営業主体は、実施した措置および今後実施する措置をレビューするため、可能な限りIPCCシナリオに基づいて気候変動適応計画を定期的にアップデートしなければならない。また、原子力施設および水力施設については、フィードバックおよび気候変動予測の両方を組み込んだ定期審査が行われる。これは、施設の耐久性にとって主要な礎となる。1990年代以降、EDFグループは、気候変動問題に関して特別な研究開発専門知識を蓄積し、これらの活動を支援するため協調的研究プロジェクトに投資している。

しかしながら、気候変動の影響は様々な不確実要素を生む。EDFグループが各種措置を実施していても、当グループの業務の継続、経営成績、キャッシュ・フローおよびより一般的にパフォーマンスに悪影響を与えるおそれがある。

移行リスク

CAP2030戦略計画は、「低炭素成長の旗手」でいるという当グループの目標を反映している。当グループの投資の大部分は、低炭素戦略を志向している。この戦略は、気候のための1つ目の企業責任目標を補強するものである。2018年、当グループは既に、二酸化炭素排出量を、2017年の51百万トンから2030年の30百万トン（40%の削減）を目標に大幅に削減するための取組みを行っている。またEDFは2020年、「1.5度に向けたビジネス構想」イニシアチブにより、この目標を確認している。EDFは、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成すると目標を掲げ続けており、2030年までに直接排出量を50%削減するため（範囲1）、および間接排出量を削減するため（範囲3）、この問題に関する新たな取り組みを行っている。

排出量削減という目標の達成、およびより一般的には当グループの低炭素戦略の確実な成功は、主として、原子力が引き続き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適応が完了しているか、ならびに原子力発電および水力発電の補足として再生可能エネルギーによる発電資源の開発が加速しているか、によって左右される。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進展および促進が可能になる見通しである。

このように、EDFグループの戦略およびエネルギー構成は、公的な低炭素移行政策に全面的に沿うものであり、このことはEDFにすべての投資および事業の価値を高める好機となっている。とはいえ、この好機は、外部、地域社会、競争、社会、経済または産業の状況によって活かせなくなるおそれがある。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。例えば、

- ・無炭素エネルギーを評価するために現在設定されている基準またはタクソノミーは、実質的に原子力を排除する判定基準を含む可能性がある。具体的には前述の「1A：フランスおよび欧州における公共政策の変化」を参照。
- ・2019年から2028年の複数年にわたるエネルギー計画の策定に関して、フランス政府は、2030年から2050年の間について、「100%再生可能なシナリオから、生産管理および競争力を理由に、エネルギー構成に組み入れられる再生可能エネルギーによる発電資源の一つに引き続き原子力も含むシナリオまで」複数のシナリオを検討するとした。

また、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、送電線用地、水または希少資源の利用に関する新たな紛争等）。気候変動によってもたらされる新たな法律または規制の変更は、EDFの事業に悪影響を与えたり、新たな法的リスクまたはコンプライアンス・リスクを引き起こしたりするおそれがある。また当グループは、移行目標達成に向けた努力の一環として、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。

このような状況になれば、これらの変革を実現したり期待される目標を達成したりすることがより困難になるおそれがある。その場合、当グループの取引高、利幅、資産価値、財務状態、評判または展望に、直接または間接的に影響する可能性がある。

リスクの概要および分類

2019年、気候変動の概要およびそのEDFに対する影響が、EDFの科学協議会に発表された。また、TCFD（気候変動関連財務情報開示タスクフォース）の推奨に従い、すべての物理的リスクと移行リスクをカバーするグループ規模の気候リスク分類が作成された。気候リスクは、当グループの一般的なリスク分類法を用いて特定および評価されている。この気候リスク分類は、特に営業主体の適応計画および科学協議会に対する報告に基づいており、グループ・レベルおよび企業レベルの両方で当グループを動員する行動計画につながった。監査委員会が監査済みである。

3C：従業員の技能の適応

技能の適応および開発は、当グループの変革、事業ラインの需要ならびに新たな組織および作業方法の観点から不十分である可能性がある。

統制行動の緊急性：中

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常に求められている。人材および社会組織の側面は、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。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。

3 D：長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力

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。

統制行動の緊急性：中

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（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34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、2019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。2019年12月31日現在、従業員給付コミットメントの平均期間はフランスでは19.7年、英国では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、当グループは当該基金に対して追加の拠出金を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

④ パフォーマンス

当グループは、継続的にパフォーマンスを向上させることを目的としたプログラムを実施しており、これによって財務実績、および企業責任目標の直接的または間接的な達成が決定づけられる。当グループが変革できるか否かは、経営成績の達成および評判に左右される。

しかしながら、当グループは、実施するプログラムが期待された成果を挙げること、もしくはかかる成果が計画どおりに得られること、または技術的もしくは産業的な偶発事象または規制および経済の変化に十分対処できること、を保証することはできない。

したがって、期待された経営成績を達成できない場合、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。

本項では、当グループの経営およびプロジェクトの統制に影響を与える可能性の高い、最も重要なリスクについて述べる。

4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（EPRプロジェクトを含む）の統制

当グループは、非常に大規模なプロジェクトを実行している。これらのプロジェクトは、株主資本に対する財務的影響の可能性および成長戦略に対する影響の観点から、当グループにとって大きなリスクである。特に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。

統制行動の緊急性：高

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。プロジェクトを実施する際、EDFは産業パートナーシップおよび／または金融パートナーシップを結ぶ場合がある。またプロジェクトは、現地の開発プロジェクトと連携する必要があるが生じたり、現地の承認に関連して困難に直面したりする可能性もある。これらのプロジェクトの統制は、プロジェクトについての世界的な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の範疇である。この統制を改善するため、当グループは、プロジェクト管理の見直しに着手し、リスクおよび関連する安全保障問題についての分析を義務付ける「コミットメント」方針を策定した。

かかるプロジェクトには、フランス国内外における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に関わる配電網全体における新メーター（フランスにおいてはEnedisの取り扱い

Linky)の設置、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(具体的には「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。

これらのプロジェクトは、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な場合がある。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。

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、環境または受諾リスクを生じさせる可能性があり、そうするとプロジェクトのスケジュール、関連する費用または収益性が脅かされるおそれがある。これらのプロジェクトにおいてEDFと関係するパートナーとの関係に問題が生じる可能性もある。米国・中国間の貿易緊張は、実施される技術およびパートナーシップを考慮すると、これらのプロジェクトのいくつかの実施に影響を与えるおそれがある。

この点に関して、2018年10月、米国エネルギー省(US DoE)は、中国との民生原子力協力を決定した。これは、具体的には米国の製品および技術、または米国原産の製品および技術のCGN、その子会社および関連企業に対する移転を取り扱う。この決定は、容器内のまたは容器に直接取り付けられた機器、炉心出力制御機器および冷媒を含むまたは冷媒に直接接触している機器に係る技術に関するものである。2019年8月14日、米国商務省(US DoC)は、製品および技術の一切の移転に関する制限の対象となる事業体のリスト(エンティティ・リスト)にCGNグループの4つの事業体を掲載することを決定した。対象となる製品および技術は具体的には、US DoCの管轄に属する米国の軍民両用製品および技術、または米国原産の(もしくは米国の部品を一定割合含む)軍民両用製品および技術である(輸出管理規則:あらゆる製品および技術、特に軍民両用商品および技術を対象とするが、US DoEおよび原子力規制委員会の管轄に属するものは除く。)。これらの決定の結果、この決定に基づく技術的範囲において該当する事業体に製品および技術を移転する場合は、事前に、管轄権を有する米国の裁判所から(拒否されることを前提として)個別の承認を受けなければならない。

また、これらのプロジェクトには、行政の承認、認可または許可が必要であり、その取得には紛争、取消しまたは遅延のリスクがある。

このような状況は、具体的には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完了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により、当グループの事業、業績、資産価値、財務状態、評判および展望に、重大な影響を与えるおそれがある。

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。特に、期限および費用目標を守れるか否かは、依然として以下に左右される。

- ・主要二次回路のパイプについてリワークされる予定の、53か所の溶接線の作業計画の実施、およびASNが早急な補修を要請した8か所の交差部の作業計画の実施。これら8か所の溶接線については、遠隔操作ロボットによるリワークという選択肢が望ましいが、特にこの選択肢の革新的性質を考えると、難航するおそれがある。
- ・今後行う起動試験および事業者に対する移転の成功。
- ・ASNから受けなければならない様々な許認可の取得。これに関連して、原子炉の起動期限を2024年4月まで延期するための予防措置として、EDFは2019年3月11日、フランスの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。
- ・その他のリスクまたは故障の発生。

以上の検討事項を考慮して、交差部の溶接線のリワークについて望ましい選択肢を実行するための暫定スケジュールは、ASNによる確認という目的が達成されれば、燃料装荷日は2022年末となり、建設費用の見積りは1.5十億ユーロ増の12.4十億ユーロとなるだろう。しかしながら、特に望ましい選択肢を実行できず、EDFが検討し補助的なバックアップ建屋における抽出および改修に基づく代替シナリオ(「第2 3(2)①(ii)(イ)フラマンビル3EPRプロジェクト」を参照。)を使用せざるを得ない場合、当グループは、上記以外の高額な追加費用および遅延に直面するおそれがある。

完成までにかかる12.4十億ユーロという建設費用は2015年現在のユーロで表示されており、中間利息は含まれていない。これは建設費用であることから、発電所のその後の稼働に使用する予備部品等、プロジェクトに必要なその他の要素は含まれていない。

2019年12月31日現在の財務書類には、この点について、以下のとおり計上されている(2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記25.1を参照。))。

- ・中間利息金額は3,028百万ユーロである。
- ・プロジェクトに関する予備部品の在庫、稼働前の費用およびその他の有形固定資産は、1,033百万ユーロである。

さらに、これらの金額は、2022年末の燃料装荷予定日現在に負担する費用ではなく、2019年12月31日現在負担している費用に対応している。

既存の原子力発電所の更新時に競争力の高い原子炉を提案するため、EPR2プロジェクトの調査が進行中である。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もしくは

は取得が遅れる場合、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）（ロ）「新たな原子力」のその他のプロジェクト－EPR2」を参照。）。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ガイドラインを発表した。かかるガイドラインに基づき、政府はEDFに対して、2021年半ばまでに、フランス国内の原子力施設の更新計画について原子力業界と資料を作成するよう要請した。

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9月7日に商業稼働を開始した。台山において発電された電力の固定価格買取制度は、原子炉当たりの年間稼働時間7,500時間までは435人民元/MWh（約56ユーロ/MWh）に設定され、これを超えた分は市場価格で販売されている。この料金はEDFの期待を下回っているが、2021年末まで有効である。今後の変更を決定するため、中国の関係当局に対する働きかけを続けている。

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。）。2019年6月、HPCプロジェクトは、予定どおりマイルストーンJ-0（ユニット1ニュークリア・アイランド・コモン・ラフトの完成）を達成した。この主要なマイルストーンに続き、HPCプロジェクトの費用、スケジュールおよび組織をレビューした結果、従前発表されたとおりユニット1およびユニット2の引渡し遅延リスク（それぞれ15か月および9か月）が増加したこと、ならびにプロジェクト完成にかかる建設費用は、現在、前回の見積りから1.9十億英ポンド（2015年）から2.9十億英ポンド（2015年）増の21.5十億英ポンド（2015年）から22.5十億英ポンド（2015年）と見積もられている。この幅は、請負業者とのパートナーシップにおいて遂行すべき行動計画の有効性に左右される。追加費用は、主として、厳しい土壌条件によって土工作業の費用が予想を上回ったこと、運用上の行動計画目標を見直したこと、および「この種のものとしては初めての」発電所の機能設計を英国の規制条件に適応させて実施したことに関する追加費用によるものである。

これらの変更に伴って完成までに新たにかかる費用を考慮すると、プロジェクトの資金調達需要は株主の契約コミットメントを超えることになり、株主間の不均衡があれば資金調達が困難になるおそれがある。このプロジェクトは大規模かつ複雑であることから、類似するすべてのプロジェクトと同様に、遅延および追加費用のリスクが複数存在する。

当該プロジェクトのIRRは、為替レートに影響されやすく、主にブレグジットの結果、英ポンドがユーロに対して著しく下降した場合は減少する可能性がある。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実施方法によって、より広く影響を受ける可能性がある。最後に、プロジェクトのガバナンスも、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重大な影響が生じるおそれがある。

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調達に関与できるか否かは、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの運転統制、適切な規制および融資の枠組みの存在、ならびに十分な投資家および資金提供者の協力にかかっているが、かかる基準は現在まで満たされていない。ブラッドウェルBプロジェクトに関しては、原子力規制局が英国のHPR1000（英国華龍）原子炉モデルの一般設計評価を行っており、英国におけるブラッドウェルB用地におけるこの技術の開発は、このプロセスにより影響を受ける可能性がある。ブレグジットに伴い生まれた新たな環境により、プロジェクトの収益性条件が変化し、また英国または欧州における当グループの今後のプロジェクトに関して投資家の評価見直しまたは失望にさえつながる可能性がある。

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。）。これを受け、最終提案書の提出を視野に、NPCILと協議中である。

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發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。

原子力事業に固有のその他の問題およびリスクについては、原子力の安全性、運転および維持管理作業の統制、長期コミットメントまたは燃料サイクルのいずれに関するかを問わず、「第3 2 (2) ⑤原子力事業に固有のリスク」に記載されている。

4 B：水力発電の安全性リスク

当グループが運転する水力発電施設は、人、財産および環境に深刻な結果をもたらし、当グループの財務および評判に影響を与えるおそれがあるリスクを有する。

統制行動の緊急性：中

当グループの水力発電構造は、破損、洪水時の氾濫、操業回避といった非常に深刻な結果をもたらす可能性のある、固有のリスクを有する。水力発電における安全性は、水および施設の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67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 (*Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique*—STEEGBH) 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（「第2 3 (2) ① (v) (イ) (b) 水力発電の安全性」を参照。）。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。

4 C：労働安全衛生違反（従業員およびサービス供給業者）

当グループは、従業員およびサービス供給業者の従業員の両方に関して、労働安全衛生リスクに晒されている。

統制行動の緊急性：中

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重要な課題である。当グループの事業の産業的性質および多様性から、規則を遵守し、当グループの産業施設において労働安全衛生を守るために働く人々に影響を与える可能性のある様々なリスクを考慮することの緊要性は増している。

労働関連の災害または疾病のリスクを当グループのすべての事業分野から排除することはできない。かかる災害および疾病の発生は、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。

このリスクに対処するため、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。

各グループ企業は、労働安全衛生を継続的に向上させることを目的とした行動計画を有している。きわめて重要なルールの策定および推進、重大な事故の持続性を合同で論議するため2019年10月3日に終日操業停止するなど、グループ・レベルで全体としても行動を取っている。

4 D：資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む）

当グループは、その有形固定資産および無形資産、特に情報システムに対する悪意ある行為のリスクを有する。

統制行動の緊急性：中

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行為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／または建物への被害、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、影響を受けやすい敷地および重要なインフラの防護に関する法令が厳格化された場合、当グループは、追加の投資または費用負担を行わざるを得なくなるだろう。

当グループは、急速に変化する状況（デジタル移行、テレワークの拡大、供給業者と仕事を共有する拡張会社という新しい方法、規制の変更等）に適応しなければならない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、ならびに（顧客および従業員の）個人情報の保護に不可欠な、相互に接続された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。

EDFグループは、悪意ある行為に直面して資産セキュリティ・ポリシーを、またこのリスクを防止し攻撃があった場合には影響を限定するために情報システム・セキュリティ・ポリシーを策定した。これらのポリシーは、個人情報の保護に関するガイドラインによって補足される。しかしながら、当グループは、当グループの運営活動、財務、法的状況（特に個人情報の整合性に関するもの）またはその評判に影響を与えるであろう、情報システムに対する攻撃を排除することはできない。

IT資源の利用のための憲章は、当社の内部規則に付属している。従業員には、異なる属性（ユーザー、プロジェクト・マネージャー、情報システム・セキュリティ・マネージャー等）に合わせたITセキュリティ研修コースが提供されている。取締役会の監査委員会は、サイバー・セキュリティのリスク管理について報告を受ける。ANSSI（フランス国家情報システム・セキュリティ庁）によるPASSI（情報システム・セキュリティ監査業者）の資格を有する外部の情報システム・セキュリティ監査会社により、ITインフラおよび事業情報システムの両方について、毎年数十件のセキュリティ監査が行われている。また、EDFグループのSOC（セキュリティ・オペレーショナル・センター）は、情報システムのセキュリティ事象について毎月報告する。

2019年、サイバー・セキュリティの分野および無形資産の保護において取られた主要な行動は、以下のとおりである。

- ・主要なグループ企業の取締役に対してサイバー・セキュリティ目標を通知した。
- ・フランス国家情報システム・セキュリティ庁（ANSSI）のルールに基づきセキュリティ参照枠組みを策定した。
- ・グループ・レベルでの情報の保護に関して意識を向上させるための6つのキャンペーン、および現地の経営陣が主導し、各企業が行う事業に固有の性質に適応した多数のキャンペーンを実施した。
- ・EDFのデータセンターにおいて危機訓練を2回実施した。
- ・EDFがサイバー攻撃に耐える力を試せるよう、グループ・レベルでサイバー・セキュリティ危機訓練を実施した。
- ・新たなサイバー・リスクおよび行動リスクに対処するため、無形資産をターゲットにした悪意ある行為の防止政策をアップデートした。
- ・グループ・レベルのインシデント対応機能（CERT）を策定した。

4 E：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性

当グループは、サプライ・チェーン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。

統制行動の緊急性：中

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新規利用による競争の激化から、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。気候変動関連の移行も、サプライ・チェーンにさらなる緊張を生む可能性がある。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、そうするとその費用および入手可能性に影響が生じるおそれがある。これらの市場圧力は、一部の重要な製品またはサービスにかかる供給費用を増加させ、一部の供給業者がその利鞘の縮小を受けて供給を減らす原因となる可能性がある。電力およびエネルギー・サービスの価格設定において重要な役割を果たす特定原料または商品の価格および入手可能性の変動は、当グループの供給能力および業績に影響を与える可能性がある。

当グループは、使用が非常にセンシティブな可能性のある材料および成分を必要とする原子力、水力もしくは再生可能エネルギーによる発電、電力貯蔵または電気モビリティ分野を中心に、技術を使用している（ウランの供給についてはここでは触れず、「5 D：燃料サイクルの管理」に記載している。）。特にエネルギー移行に関連して地理的、地政学的、産業、規制または競争の制約がある場合、当グループにとって一部の原料の不足または使用条件は重要な意味を持つおそれがある。特に貯蔵、再生可能エネルギーの成長および低炭素電力の浸透に関連する使用法の開発（電池用リチウム、風力発電用強磁性レア

アース、太陽エネルギー用インジウムまたはセレン等）により、一部の原料の使用に問題が生じるおそれがある。かかる問題が生じると、当グループは開発目標を達成できなくなるおそれがある。また、当グループのニーズに応じて原料または半完成材料の入手、加工、パッケージングまたは利用条件を管理できるか否かは、規制当局による統制の強化および警戒義務を求める規定に左右される可能性がある。

さらに、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（2019年にEDFが購入した全種類の燃料のうち34%超を占める。）、WestinghouseおよびGEについて言えることである。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。これらの供給業者については、個別のレビューを通じて定期的に状況を監視している。

当グループの業績も、機器またはサービスの供給業者と締結した契約に基づいている。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。企業と各部門に関する、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。

4 F：停電リスク

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。

統制行動の緊急性：低

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。

4 G：労働安全、および生物多様性を含む環境資産に対する影響

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の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。

統制行動の緊急性：低

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存在す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。エネルギー移行によって新たな需要が生まれ、または需要が強化されるため、この問題はより一層重要である。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。

原子力施設に固有のリスクの詳細については、「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」に記載されている。水力発電施設に固有のリスクについては、上記4 B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。

当グループは、主要な産業リスクの防止および管理のための欧州指令に基づきセベソに分類される施設を40か所所有している。これらは基本的に、石油、ガスもしくは化学物質の貯蔵または倉庫施設である。この種の施設に適用される規制要件は、該当する当グループのすべての施設において実施されている。また、2019年9月26日にルーアンのセベソ指定施設、ルーブリゾールの工場において火災が発生したことを受け、当グループのフランス国内のセベソ施設は、知事からの要請にはすべて応じている。

⑤ 原子力事業に固有のリスク

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（2020年1月1日現在世界で稼働中の447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基である（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Framatomeが当グループに統合されて以降、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、米国およびベルギー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、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、気候保護、人材育成の促進、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ける、脆弱な人々の支援、顧客一人一人のより責任ある消費を行うことを保証する取組み、対話および協議の促進ならびに生物多様性の保護といった企業責任目標の達成に直接寄与する。原子力事業の統制および遂行は、EDFの持続可能な開発方針の中心をなす。

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。原子力の安全を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）③（ii）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（IAEA）の基準およびフィードバックの活用。）。

5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守

当グループは、安全性および利用可能性の観点から、原子力発電所の稼働目標を達成できない可能性がある。また、その原子炉の稼働について、現行の計画期限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、またフランスおよび英国において当該期限まで稼働する許認可すら取得できない可能性がある。さらに、当グループは、稼働中の発電所の改修（フランスにおける「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」改修プロジェクト）のための費用および期限を管理できない可能性がある。

統制行動の緊急性：高

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、重大なもしく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もしくはその発電量に影響を与えるまたは当グループの発電所の全部もしくは一部の一時停止もしく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。このため、2019年夏に検知され安全当局に報告された蒸気発生器（SG）の溶接部の応力除去プロセスに関する制御偏差は、フランスにおいて稼働中の原子力発電所の原子炉6基およびフラマンビル3のEPRに設置されたSGに関するものであった。Framatomeは、その他の応力除去プロセスにも調査を拡大している。

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、「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」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（「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。）。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適応させる必要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6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。このプロセスの一環として、ASNは、重要な追加修正を行う可能性がある。

900系列の4回目の審査に関して、VD4閉鎖に関する常任グループ（GP）が2020年9月に予定されている。ASNは、特にEDFが開始した修正の適切性について、包括的意見を述べる予定である。2020年3月以降、EDFはASNの今後の意見について、ASNと最初の協議を行う見込みである。ASNによる常任グループ後の正式な意見は、2021年に提示されると見られ、その前に原子力安全規制委員会との協議および公開討議が行われる予定である。ASNは、定期審査の報告書を検討の上、点検および再適格性確認テストの結果を考慮して、原子炉ごとに稼働を継続することの許認可を下す。トリカスタン1については、ASNによる再稼働の承認後、2019年6月1日にVD4（パイロット発電所）が始動し、2019年12月23日に再結合の上、終了した。定期審査報告書は2020年2月に提出される予定であり、VD4に関する包括的DSA通知が発出された後、2021年に公的な調査が行われる予定である。TN1定期審査報告書についてのASNの意見は、2021年後半または2022年前半に発表される見込みである。900MWのPWR系列についてのASNの包括的意見に追加要請が含まれ、それによって追加の費用または遅延が発生する可能性を排除することはできない。

2016年、フランスの原子力発電所の減価償却期間を当グループの産業戦略と合わせるため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る、と取締役会は判断した（連結財務書類の注記1.3.2「経営者の判断および見積り」および注記1.3.2.1「フランスの原子力発電所の減価償却期間」を参照。）。したがって、連結財務書類では、900MWのPWR発電所（フェッセンハイムを除く。）の減価償却期間を40年から50年に延長することを承認しているが、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を与えるか否かについてASNが行う決定は見込んでいない。EDFはフェッセンハイム原子力発電所に関して、2020年2月22日の原子炉1号機の閉鎖および同年6月30日の原子炉2号機の閉鎖に向けて準備を進めつつ、環境連帯移行大臣およびASNに対し、2基の原子炉の運転許可取消しの要請書および永久的な閉鎖の宣言書を送付している。

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、現時点では40年のままである。とはいえ、これらの系列の減価償却期間を後に延長することは、引き続き当グループの産業目標の1つである。現時点では条件が整っていないため、この目標は実現できない可能性がある。

英国では、RAG（改良型ガス冷却原子炉）における黒鉛の経年劣化について行っている分析により、最も影響を受けやすい原子炉のダウンタイムが長引く可能性がある。照射に晒される黒鉛の亀裂は、稼働を継続する根拠となるだけの十分な炉心の知識を有するよう、原子力規制局（ONR）によって慎重に監視され、定期点検が行われ、統制されなければならない。このプロセスの後、2018年3月および10月にハンターストンBの原子炉2基（R3原子炉およびR4原子炉）の操業が点検のため停止された。不利な調査結果がさらに出たことで、ハンターストンBのR3の操業停止は、2019年6月に英国規制当局（ONR）に対して提示された稼働継続の下準備として延長しなければならなかった。ONRは、2019年8月末、2019年12月に終了する短期間につきR4の再稼働を承認した。R3原子炉の安全状態はONRの審査中であり、2020年前半に承認が下りる見込みである。この承認は、ハンターストンのR3原子炉およびR4原子炉の再稼働に影響し、またハンターストンと対のシンクリー・ポイントB原子炉の稼働の安全状態にも影響を与えるおそれがある。また、かかる承認は、ONRが不利な決定を行った場合、取得できない、または早期の運用停止につながるおそれがある。

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暦年から47暦年の間で、サイズウェル加圧水型原子炉（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標としている（「第23（2）⑤（i）（ロ）（a）原子力発電」を参照。）。とはいえ、当グループは、英国において適用される原子力安全規則および特にRAG原子炉技術を踏まえた上で、EDF Energyがその既存の原子炉を現行の計画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ONRから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条件なくかかる許認可を取得できると保証することもできない。

当グループは、EDFによる運営の責任はないがEDFが（米国、ベルギーおよび中国において）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しなければならない場合がある。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。

5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力

原子力施設の廃炉ならびに放射性廃棄物の処理および最終処分のために当グループが確保した引当金（使用済燃料からの長寿命廃棄物の処理および廃炉を含む。）は、十分ではないと判明する可能性がある。具体的には、既存の原子力施設を廃炉にすると、現時点では予測不可能な問題が生じたり、予想を遙かに上回る費用が発生したりする可能性がある。

当グループの原子力事業に付随する長期的コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）に関する費用をカバーするために当グループがフランスにおいて割り当てている専用資産の額を上方修正する必要性が生じ、または追加の支払金が生じる可能性がある。

統制行動の緊急性：高

廃炉

フランスにおいて進行中の廃炉作業（「第2 3（2）①（i）（へ）原子力発電所の廃炉」を参照。）は、スーパーフェニックス発電所を含む現行の原子力発電所（「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（ブレンリス）、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。これらはいずれもEDFにとって初めてのことであり、PWRを除き、国際的な経験が少なく、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り、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A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AにおけるPWRの廃炉については、2017年3月に容器が開けられ、2018年に原子炉プールが水で満たされた後、スケジュールどおりに容器を切断および撤去するなど作業が継続中である。

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。フェッセンハイム発電所の1基目の原子炉は、2月22日に最終的に閉鎖された。2基目の原子炉の閉鎖は2020年6月30日に予定されており、これら2基は、現在稼働中の原子力発電所の中で、この廃炉のためのフィードバックによる恩恵を受ける最初の例となる。とはいえ、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いため、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。

かかる作業の時期および費用は、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コンテナの保管、処理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。実際、かかる引当金の必要性の評価は、費用、計画、インフレ率および長期割引率に使用する仮定、ならびに規制、特にカバーする費用の範囲に関する規制の変更に従い変動する。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（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32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（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32を参照。）。

フランス国内における原子力発電施設の廃炉引当金に関しては、2019年末の経済状況に基づく費用は27,562百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は16,937百万ユーロである。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4,331百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は2,624百万ユーロと評価されている。2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32.1.5.2「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Cyclife France (旧SOCODEI) の引当金は、それぞれ83百万ユーロおよび61百万ユーロであった(2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記33「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。)。2019年、EDF Energyおよび英国政府(BEIS)は、上記の取決めの実施条件を明確にするため、特にEDF Energyが原子力負債ファンドから回収する廃炉費用、および燃料抜き取り段階の終了時に英国当局が原子力発電所を取得する選択権を行使できる条件の決定に関して、協議を開始した。これらの協議の結果、2019年に一連の原則が合意され、拘束力ある包括的合意に至るべく現在も継続中である。

EDFは運営を行わないが、EDFが(中国、米国、ベルギーにおいて)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。

廃棄物処理

当グループは、特に、事故により使用済燃料または廃棄物に関して第三者または環境に損害を与えた場合には、廃棄物に適用される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問われる可能性がある。これらの生成物が当グループ以外の者(具体的にはフランスにおいてはOrano Group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、保有され、保管されまたは倉庫に入れられている場合であっても、特にかかる者による不履行の場合には、当グループの責任が問われる可能性がある。

フランスでは、EDFは、以下の場合に生じたすべての放射性廃棄物に対して責任を負う。

- ・当グループが操業する原子力施設の操業中
- ・EDFが操業する原子炉から生じた使用済燃料の処理作業中
- ・当グループが操業する原子力施設の廃炉作業中(「第2 3 (2) ① (i) (ii) 核燃料サイクルおよび関連する問題—調整後の最終的な廃棄物の貯蔵」を参照。)

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。当グループの長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物が、必ずしもフランス環境法第L.542-1-1条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成するわけではない。この場合、この廃棄物を直接深地層処分場に埋めることができない可能性がある。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号に基づき発令された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ことを認めたためである。また、当グループは、公的機関がかかる最終貯蔵を承認するまでの期間、またはどのような技術指針が取られるかについて、コントロールすることはできない。これは、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。

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(2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32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25十億ユーロに設定した。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(2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32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、放射性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LLW-LLの管理のための総合産業計画は、PNGMDRの枠組みの中で策定中である(「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。)。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。

これら感応度の高い技術的および産業的要因に加え、現在繰り入れられている引当金の額は、費用、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関して使用される仮定、ならびに規制の変更に応じて、今後数年以内に変動する可能性がある。フランス環境法に基づき、かかる引当金の金額は、フランスにおいて経済担当大臣およびエネルギー担当大臣が共同で構成する監督機関の統制対象であり、かかる統制によって、特に引当金の計上された金額の適切性が検証され、当該引当金の割引率に上限が設定される。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（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32を参照。）。

2019年12月31日現在の連結財務書類の注記32.1「フランスにおける原子力引当金」における注記32.1.5.2「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」（2019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33,615百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は11,336百万ユーロである。注記32.1.5.2「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。

専用資産の管理

フランスにおいて、長期的な原子力コミットメントの費用を満たすためのEDFの専用資産ポートフォリオの市場価値は、2018年12月31日現在は27.7十億ユーロであったのに対し、2019年12月31日現在は31.6十億ユーロであった（「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）③（ii）基礎原子力施設に適用される特別な規制」、ならびに2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48.3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（フランス会計検査院は2020年3月4日に原子力発電所の閉鎖および廃炉に関する報告書を公表し、廃炉準備作業にかかるすべての費用、作業後にかかる費用、ならびに廃炉施設に直接起因する税金、課徴金および保険料の費用は、長期的費用のカテゴリーに段階的に組み入れるべきであると提言している。））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2 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、原子力負債のための基金は、英国政府が設立したEDFとは独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。HPC関連の負債については、HPCの株主から独立した機関であるFundCoにより、基金が管理される予定である。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。

5 C：原子力民事責任による運転中の原子力安全リスク

産業パフォーマンスの管理に加えて、EDFグループにおける原子力発電の位置づけを考慮し、また原子力の安全性を最優先にすることで、原子力事業者としての責任によって当グループの全体的なパフォーマンスが決定する。原子力事業の結果として、当グループは、原子力損害の民事責任のリスクに晒されている。

統制行動の緊急性：中

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。管理原則と並ぶこの原則は、EDFグループの原子力安全性方針において再確認されている。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。

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に配慮し、設計者が運用に配慮することは、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) ③ (ii) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第3 2 (1) ② (vi) 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) ③ (ii) 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および核物質の輸送をカバーする保険については「第3 2 (1) ② (vi) 保険」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 (1) ② (vi) 保険」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。

これらのリスクを考慮し、かつ、当グループの方針の適用において、原子力施設を運営する各グループ企業は、それぞれが事業展開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。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・レビューおよび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、年1回実施されるEDFグループの原子力安全評価を定期的に審査する。原子力安全・放射線防護総括監査官（IGSNR）は、会長兼最高経営責任者に任命され、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（「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。）。

5 D：燃料サイクルの管理

原子力の安全性の管理（リスク5 C）、既存の原子力施設の運転（リスク5 A）および新原子力プロジェクト（リスク4 A）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。

統制行動の緊急性：中

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性は、当グループがコントロールできない要因に応じて変動する。これには、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）ウラン鉱山もしくはサイクル発電所での作業事故の発生、新規鉱山の試運転の遅延もしくは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側の緊張、または制限／制裁／禁輸）が含まれる。

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くなる可能性があり、この場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ii）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

大容量の使用済燃料貯蔵プールの建設プロジェクト（「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。）にもかかわらず、第3世代の加圧水型原子炉の多重リサイクルまたは「GEN IV」と呼ばれる第4世代の原子炉のリサイクルを長期的に実施することができないリスク（ASTRID高速中性子炉プロジェクトの中止）により、燃料サイクルが疑問視され、運転面および財政面の両方に影響が生じるおそれがある。

フランスでは、EDFは、使用済核燃料の管理業務（輸送、処理およびリサイクルのための調整）に関して、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（2019年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記32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。

2019年12月31日現在の連結財務書類の注記32.1「フランスにおける原子力引当金」における注記32.1.5.2「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」（2019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10,823百万ユーロである。

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。

⑥ リスク要因に対するコロナウィルスの影響

2019年12月に中国で発生したコロナウィルス感染症は、従業員およびサービス供給業者の健康、当グループの経営およびプロジェクト、ならびに当グループの財務状態に影響を与える可能性が高い。現時点では影響を数値化することは困難であるが、この感染症の主たるリスク要因は特定済みである。網羅的ではないが、以下に例を挙げる。一当該感染症の影響を受けた国からの商品または機器の産業サプライ・チェーンの混乱（リスク4 E）、一当グループの従業員およびサービス供給業者の活動に与える健康上の影響（リスク4 C）、一事業の継続性（リスク4 A）ならびに場合により、特に原子力ユニットの閉鎖に対する影響がある場合の生産水準（リスク5 A）に影響を与える可能性の高い制限がなされた場合の、当グループの事業、建設用地および主要プロジェクトの運営の中断、一卸売市場における原料および電力の価格に関して、ならびに電力需要水準またはカウンターパーティー・リスクに対して、経済活動の減速の可能性が与える影響（リスク2 Cおよび2 E）、一専用資産または年金資産のポートフォリオの価値減少による金融市場の混乱が当グループの財務実績および原子力引当金の引当率に与える影響、ならびに金利の下落が原子力引当金および従業員給付引当金の金額計算に与える影響（「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」に記載されたリスク）。

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

2019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。

2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記41.2.5「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2019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2019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、2019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2019年12月31日現在の連結財務書類から抜粋している。

当グループは、2019年1月1日から修正遡及法に基づきIFRS第16号「リース」を適用した。IFRS第16号の適用による影響のために比較数値を再表示することは求められていない。したがって、2019年12月31日現在の財務書類は過年度の数値を再表示せず作成された（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

Edisonの探鉱および生産（E&P）事業の売却は、2019年1月1日からIFRS第5号に定義される非継続事業に分類された。その結果、非継続事業の純利益は、公表された期間の損益計算書において個別項目として報告されている。2018年に公表された数値へのIFRS第5号の適用による影響については、2019年度の連結財務書類の注記2.3に記載されている。

当グループの2019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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	71,317	68,546	2,771	+4.0	+3.5
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,708	14,898	1,810	+12.1	+8.4
営業利益 (EBIT)	6,760	5,454	1,306	+23.9	+25.4
連結会社の税引前利益	6,399	656	5,743	n.a.	n.a.
EDFの純利益	5,155	1,177	3,978	n.a.	n.a.
経常外項目を除く純利益 ⁽³⁾	3,871	2,452	1,419	+57.9	+60.8

n.a. = 該当事項なし。

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。

- (2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。
- (3) 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（x）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)	2019年	2018年
EDFの純利益	5,155	1,177
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。）	△2,167	777
減損	883	498
探鉱および生産事業の売却に関連してEdisonが計上した減損を含 む（IFRS第5号の適用）	500	228
経常外項目を除く純利益	3,871	2,452
永久劣後債の持参人に対する支払額	△589	△584
ハイブリッド債に係る支払調整後の経常外項目を除く純利益	3,282	1,868

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日(*)	2018年12月31日
無形および有形資産	174,345	162,219
その他の非流動資産	55,120	48,165
非流動資産	229,465	210,384
棚卸資産および営業債権	29,655	30,137
その他流動資産	36,568	39,358
現金および現金同等物	3,934	3,290
流動資産	70,157	72,785
売却目的保有資産	3,662	-
資産合計	303,284	283,169
自己資本（EDF持分）	46,466	44,469
自己資本（非支配持分）	9,324	8,177
自己資本合計	55,790	52,646
非流動引当金	80,760	71,772
特別委譲資産	47,465	46,924
その他の非流動負債	64,225	59,012
非流動負債	192,450	177,708
流動負債	54,001	52,815
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	1,043	-
自己資本および負債合計	303,284	283,169

(*) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

当グループのキャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2019年	2018年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
当グループのキャッシュ・フロー ⁽²⁾⁽³⁾	△791	△601	△190	-31.6

(1) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(2) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。比較数値は再表示されていない。当グループのキャッシュ・フローに対する影響は、+609百万ユーロとなる。

(3) 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、資産売却、法人所得税支払額、金融費用支出（純額）、専用資産への割当て、現金配当支払額、リンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトに関連する投資を除く営業キャッシュ・フローに相当する（「第3 3（3）⑤（ii）純負債額」を参照。）。

純負債額の詳細

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日	2018年12月31日	変動	変動率(%)

借入金およびその他の金融負債	67,380	59,188	8,192	+13.8
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,387	△1,972	△1,415	+71.8
現金および現金同等物	△3,934	△3,290	△644	+19.6
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△18,900	△20,538	1,638	-8.0
売却目的保有資産の純負債額	△26	-	△26	n.a.
純負債額⁽¹⁾⁽²⁾	41,133	33,388	7,745	+23.2

n.a. = 該当事項なし。

- (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。純負債額の計算は、2019年度の連結財務書類の注記41.3に記載されている。
- (2) 2019年12月31日現在の純負債額は、2019年1月1日から適用したIFRS第16号による4,492百万ユーロを含む。

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。2019年における欧州の電力スポット価格は、2018年よりも低かった。

(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
2019年のベースロード平均価格（ユーロ/MWh）	39.4	49.0	52.3	37.7	39.3
2019年/2018年のベースロード平均価格の変動率	-21.4%	-24.5%	-14.7%	-15.3%	-28.8%
2019年のピークロード平均価格（ユーロ/MWh）	46.3	53.5	58.4	44.5	46.3
2019年/2018年のピークロード平均価格の変動率	-21.6%	-23.6%	-14.0%	-14.7%	-28.6%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

2019年のフランスの電力の平均スポット価格は、39.4ユーロ/MWh（ベースロード）および46.3ユーロ/MWh（ピークロード）となり、2018年よりそれぞれ10.7ユーロ/MWhおよび12.8ユーロ/MWh下落した。かかる下落の主な理由は、石炭およびガスの価格が当年度の最後の3四半期にわたり下落したことであるが、これは二酸化炭素の価格の上昇により一部相殺された。また、風力発電量および太陽光発電量も2018年と比較して増加した。

スポット価格の下落傾向は、前年の遅い寒波とは対照的に気温が平年を大きく上回った晩冬に始まった。6月から12月の間のスポット価格の下落は、2018年同期を20ユーロ/MWh上回った。年初から降雨量が平年を下回ったものの、その後、当年度の最後の3か月間は十分な降雨量を記録したため、当該四半期のスポット価格の下落が維持された。

しかし、かかる下落は、気温が2018年より約4℃低かったために消費量が増加（+5.4TWh）した1月のスポット価格が、前年同期比で大幅に上昇したことにより緩和された。したがって、1月の平均価格は前年から26.2ユーロ/MWh上昇し、61.2ユーロ/MWhとなった。気温が2018年を下回り、期間中の消費量が合計で3TWh増加したことにより、価格が（ベースロードでそれぞれ+4.5ユーロ/MWhおよび+2.8ユーロ/MWh）上昇した4月および5月にも（程度は低い）同様の影響が見受けられた。また、水力発電量の減少もこれらの月におけるスポット価格の上昇に寄与した。

2019年のフランスにおける需要は、2018年から6.5TWh減少し、469.7TWhとなった。原子力発電所の稼働率（さらに原子力発電量）および水力発電量の両方が減少（2018年と比較してそれぞれ-13.7TWhおよび-5.7TWh）したことにより、ガス火力発電所の使用は増加（+7.9TWh）した。一方で、風力発電量および太陽光発電量は5.9TWhおよび1.7TWh増加し、2019年にはそれぞれ32.7TWhおよび11.4TWhとなった。

2019年のフランスの輸出バランスは、2018年より4.4TWh（出典：ENTSO-Eの透明性に関するウェブサイト）減少した。フランスの輸出バランスは、前年同期比で低下した気温および水利条件に起因して、1月に大幅に減少（-6.0TWh）した。その後、2月および3月のより温暖な気温によって純輸出量が2018年と比較して6TWh増加したものの、輸出量は年末まで減少した。これは、春期に英国およびスペインとの相互接続の供給力が低下したこと、2019年にドイツの風力発電量が増加したことならびに年末における原子力発電所の稼働率が減少したことにより起因する。

英国の電力の平均スポット価格は、2018年から15.9ユーロ/MWh下落し、2019年は49.0ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、2018年2月および3月の記録的な水準とは極めて対照的に、2月に初めて見られた。これは、英国とベルギーの間の1GWの連系線NEMOによる相互接続サービスが開始したことによって強調された。その後、スポット価格は、月間平均価格が全体的に下落し始め、2018年の水準から32%下落（平均で-21ユーロ/MWh）した4月からガス価格の下落によって引き下げられた。

イタリアの平均スポット価格は、2018年から9.0ユーロ/MWh下落し、2019年は平均52.3ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、主としてガス価格の下落により価格が2018年の水準から30%下落した8月から12月に関連する。年初については、2019年の前年より寒冷な気温により、1月の価格が前年同期比で38%上昇した。

ドイツの電力スポット価格は、2018年から6.8ユーロ/MWh下落し、2019年は平均37.7ユーロ/MWhとなった。しかしながら、年初には価格が上昇した。かかる上昇は、気温の低下により価格が2018年から19.9ユーロ/MWh上昇した1月に際立った。強風（2018年と比較して平均+7.2GWの風力発電量）によって価格が6.7ユーロ/MWh下落した3月を除き、年末まで価格は二酸化炭素および石炭の価格と連動した。7月までは二酸化炭素排出権価格の大幅な上昇によって価格が押し上げられ、石炭価格の下落幅が縮小した。8月以降は、二酸化炭素価格の上昇の主な要因となった石炭価格の変動を反映して価格が大幅に下落した。その後、月間の電力スポット価格は、2018年同期と比較して約17.3ユーロ/MWh下落した。風力発電量は、2018年から15.2TWh増加して2019年は123.8TWhとなり、太陽光発電量は、0.7TWh増加して2019年は41.9TWhとなった。2019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61GWおよび約49GW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（2018年の134時間に対して2019年は211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6月8日に計上され、-90.0ユーロ/MWhであった。

ベルギーのスポット価格は、2018年から15.9ユーロ/MWh下落し、2019年の平均価格は39.3ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、とりわけ燃料価格の下落および前年からの原子力発電所の稼働率の増加に連動して価格が2018年から約45%下落した6月から12月に関連するが、1月の価格は気温の低下により約65%上昇した。

(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：2019年4月から2020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
2020年年次契約に基づく2019年 ベースロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	50.9	58.4	59.8	47.8	51.0
年次契約に基づく2019年/2018年の ベースロード平均先物価格の変動率	+4.0%	-2.8%	+1.3%	+8.6%	+0.0%
2020年年次契約に基づく2019年12月31日現在 のベースロード先物価格 (ユーロ/MWh)	44.1	51.2	50.9	41.3	41.9
2020年年次契約に基づく2019年 ピークロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	63.6	64.8	66.8	57.7	62.5
年次契約に基づく2019年/2018年の ピークロード平均先物価格の変動率	+2.4%	-1.6%	0.0%	+6.5%	-2.0%
2020年年次契約に基づく2019年12月31日現在 のピークロード先物価格 (ユーロ/MWh)	54.2	57.1	59.7	50.0	52.3

2019年の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平均価格は、当年度上半期においては欧州全土で2018年を上回ったが、その後の下半期においては下落した。かかる下落は、主として石炭およびガスの価格の下落に起因する。2つの対照的な傾向は、総合的に互いを相殺したため、2019年における1年先の年次契約の平均価格が比較的横ばいとなった。

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、2018年から4%上昇し、50.9ユーロ/MWhとなった。かかる緩やかな上昇は、二酸化炭素価格が著しく上昇したことによって当年度上半期に大幅に上昇した期間、ならびに期間中に石炭価格が平均25.9米ドル/トン下落し、ガス価格が5.5ユーロ/MWh下落したため、当年度下半期において燃料価格が著しく下落したことおよび二酸化炭素価格の上昇幅が減少したことに関連して大幅に下落した期間で構成される。「カレンダー」年度(Y)+1年の契約価格は、44.1ユーロ/MWhで2019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、2018年より2.8%下落し、2019年は平均58.4ユーロ/MWhとなった。当該価格は、フランスの状況と同様に、2018年と比較して当年度上半期に大幅に上昇し、その後、とりわけガス火力発電所が英国の電力価格の形成に大きく関係するため、ガス価格の下落に関連して大幅に下落した。

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、2018年より1.3%高く、2019年は平均59.8ユーロ/MWhに上昇した。このように横ばいであったために、下半期においては燃料価格に伴い大幅な下落傾向となったことで当年度上半期における上昇傾向を打ち消した。

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、2018年から8.6%上昇し、2019年は47.8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強く受けるため、二酸化炭素価格が大幅に上昇したことによる。

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、2018年と比較して横ばいであり、2019年は平均51.0ユーロ/MWhとなった。前年より原子力発電所の稼働率が増加した状況の中、燃料価格の変動に連動し、とりわけ当年度下半期に急激に下落した。

(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、2018年12月と比較して0.4ユーロ/トン下落し、年末には24.6ユーロ/トンとなった。排出権価格は、年初に大幅に下落し、2月半ばには19.2ユーロ/トンまで下落した。かかる下落は、対応する排出権の取消しが確認されていない状況で、12.5GWの石炭火力発電所を閉鎖する計画の発表がなされたことに起因する。また、この段階で価格は「ハード・ブレグジット」の予測および2019年末に英国がEU-ETS制度から離脱する可能性による影響を受けた。

その後、二酸化炭素価格は大きく上昇し、10月末まで延期されたブレグジットによって押し上げられ、7月半ばには10年間で最高水準である30.2ユーロ/トンまで上昇した。再び下落傾向が続き、10月半ばには22.8ユーロ/トンまで下落し、その後、二酸化炭素価格は年末まで25ユーロ/トン前後で推移した。

(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)
2019年平均価格	69.5	64.2	18.4
平均価格変動率（2019年/2018年）	-20.1%	-10.5%	-11.8%
2019年最高価格	87.0	74.6	21.8
2019年最低価格	56.3	54.9	15.9
2019年終値	56.4	66.0	16.0
2018年終値	85.9	53.8	20.4

欧州における翌年引渡予定の石炭価格は、2019年において平均69.5米ドル／トン（2018年と比較して－20.1%または－17.5米ドル／トン）となった。

かかる下落は、主としてアジアの需要低迷、年初からの高い貯蔵量および二酸化炭素価格が2018年より大幅に上昇したことによるガスの競争力の強化に起因する。9月において、石油価格の高騰による刺激を受けて、また、Framatomeの部品製造の工程で指摘された技術基準からの逸脱に関する発表が火力発電所の使用が増えるのではないかという懸念を招いたため、石炭価格は一時的に上昇した。温暖な気温の見通しおよび韓国の石炭火力発電所の冬季における一時的な閉鎖の可能性によって、第4四半期には価格が再び下落した。

石油価格は、2019年において平均64.2米ドル／バレル（2018年と比較して－10.5%または－7.5米ドル／バレル）となった。

年間を通して価格変動は、主として十分な供給量および低い需要の見通しによって左右された。世界的な成長に注目し、市場は米中の貿易協定の進捗に関する一連の発表に応じて全体的な下落傾向を調整した。

米国のシェール油の生産量は年間を通して増加し、9月には米国が世界最大の石油生産国となった。かかる石油の流入に対して、OPECは7月1日および12月6日の会合にて生産量を削減することによって価格を維持させたいことを確認した。これによって生産量に関する懸念が抑えられたが、とりわけ6月20日に米国のドローンがテヘランによって撃墜されたり、7月にワシントンとテヘランの緊張が高まったり、9月14日にサウジアラビアの石油施設が攻撃されたり等、中東における複数の事象が価格を押し上げた。

PEG区域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、2019年において平均18.4ユーロ／MWh（2018年と比較して－11.8%または－2.5ユーロ／MWh）で取引された。

ガス価格は、貯蔵量、温暖な気温および欧州によるLNGの輸入の3つの主要な要因の影響を受けて、年間を通してほぼ一貫して下落した。

欧州へのLNGの大量流入は、とりわけ米国での生産量が増加したことならびに米国の北東沿岸部への地理的近接性および2つの地域の価格水準を考慮して、米国が生産したLNGをアジア市場よりも欧州市場に販売することを優先したことに起因する。一方で、晩冬が前年より温暖であったため、欧州の需要は依然として低かった。貯蔵量は増加し、10月には飽和状態となり、最終四半期にわたり記録的な水準を維持した（当該四半期中は、2018年の86%と比較して平均95%であった。）。

(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（2019年12月のデータは最終数値を入手できないため推計値である。））は、2018年から減少（－1.0%）し、2019年は473.7TWhとなった。2019年度第2四半期のみが前年同期比で増加（＋3.0%）した。気象影響の補正後、フランスの電力消費量は2018年からわずかに減少（－0.5%）した。

フランスにおける天然ガスの消費量（フランスに関する出典：Smart GRTgazが提供した未調整データ。）は、2018年から2019年にわたり1.9%増加して479.0TWhとなった。2019年1月において前年同期比で気温が低下したことにより、暖房の需要が増加した。年間を通して発電のためにガス火力発電所の使用が増加（＋7.9TWh）したことに起因し、2019年の消費量は全体的に増加した。

(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、2018年からわずかに減少（－0.6％）し、2019年は合計319.6TWhとなった。主として2019年度上半期の不利な天候条件によって減少した水力発電量は、火力発電量、風力発電量および太陽光発電量の増加により相殺された。純輸入量は13.1％減少した。

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1Bcm = 10.76TWhのベースで、Edisonが調整している。）は、ガス火力発電量の増加後2.2％増加した。2019年度第1四半期の温暖な気温により住宅用市場における消費量が1.9％減少した。企業用の消費量は1.9％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（2019年度の連結財務書類の注記4.2を参照。）。

- ・住宅用顧客および非住宅用顧客を対象とした「青色」料金は、2019年6月1日から7.7％（税抜き）引き上げられた。
- ・「青色」料金は、2019年8月1日から住宅用顧客に対して1.47％（税抜き）、非住宅用顧客に対して1.34％（税抜き）引き上げられた。

英国では、住宅用顧客を対象とするガスおよび電力の変動料金の上限額が2019年1月1日に導入された。かかる上限額は、2019年4月1日付で10％引き上げられたが、その後、卸売市場価格の上昇額を反映するために2019年10月1日付で6％引き下げられた。

(iv) 天候：気温および降雨量

(イ) 気温

2019年は年間を通して平年を0.5℃上回り、温暖な1年となった。フランスの年間平均気温は13.1℃となり、2018年（平均13.4℃）をわずかに下回った。12月は特に温暖であり、平年を2.2℃上回る気温を記録した。

(ロ) 降雨量

降雨量に関し、2019年も対照的な1年となった。

- ・当年度上半期および夏季において、欧州南部（フランスを含む。）の大部分、ドイツおよび欧州中部の一部では降雨量が不足したが、欧州北部では平年並みの降雨量であった。
- ・秋季においては（特にフランスの南東部で）とりわけ降雨量が高かった。

フランスでは当年度の最初の8か月間（特に2月、6月および9月）において降雨量が不足し、降雪量は山脈によって大きく異なった。強烈で比較的短い熱波が1か月未満で2度あった夏季は、再び高温で乾燥していたため、マシフ・セントラルの大部分およびフランスの北東部で極めて厳しい夏季の干ばつをもたらした。干ばつは、月の半ばからの全区域における十分な降雨量により10月に終了した。年末までの累積降雨量は極めて高かった。

かかる対照的な天候条件の結果、10月半ばに状況が大幅に改善するまで、当年度の最初の8か月間（雪解けが集中したことによる恩恵を受けた6月を除く。）においてフランスの水量は平年を下回った。2019年の最後の2か月間におけるフランスの合計水量は、（1992年および2002年を上回り）過去50年超で最高を記録した。しかしながら、年間を通しての水量は、平年をわずかに（3％）下回った。

③ 2019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、2018年Document de Référence が提出された2019年3月15日以降の重要な事象について記載している（2018年度有価証券報告書「第一部 第3 3（3）③2018年の重要な事象」および「第一部 第3 3（3）⑨後発事象」を参照。）。

(イ) 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 Renewablesのウェブサイト（www.edf-renewables.com）にて入手可能である。）

- ・EDFグループは、コドリグの洋上風力発電プロジェクトの50%を取得し、アイルランドに進出した（2020年2月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループは、プロジェクトにおける50%の持分を取得し、新たなアイルランドのパートナーであるESBとともに450MWのNeart na Gaoitheの洋上風力発電所の建設を開始した（2019年11月28日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.5を参照。）。
- ・英国：EDFグループは、Pivot Powerを取得し、蓄電池および電気自動車（EV）の充電インフラの開発を加速させた（2019年11月4日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.7を参照。）。
- ・EDF Renewablesは、ドイツにおいて開発中である300MWの風力発電プロジェクトの重要なパイプラインを取得した（2019年9月12日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.6を参照。）。
- ・EDF Renewablesは、米国における大規模な電気自動車のインフラの展開を加速させるためにPowerFlex Systemsを取得した（2019年9月3日付プレスリリースを参照。）。
- ・国務院は、フェカンおよびクルル・シュル・メールの洋上風力発電所プロジェクトへの最終的な行政許可を与えた（2019年7月24日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.1を参照。）。
- ・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た（2019年6月14日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.1を参照。）。
- ・国務院は、サンナゼールの洋上風力発電所の運転許可を与えた（2019年6月7日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.1を参照。）。
- ・EDF、MasdarおよびGreen of Africaのコンソーシアムが、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日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.4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および2019年度の連結財務書類の注記3.4.2を参照。）。
- ・EDFは、中国における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締結した（2019年3月25日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.4.3を参照。）。
- ・EDF Renewablesは、2019年に新規施設を操業開始し、電力販売契約を締結し、また新規プロジェクトを実施した。

水力発電

- ・「ラ・コッシュ」水力発電所（サヴォワ県）の操業開始：エネルギー貯蔵に加えて20%の追加電力（2019年10月14日付プレスリリースを参照。）。

EDF Pulse Croissance

- ・EDFは、Energy2market（e2m）を取得し、欧州におけるエネルギー管理の分散の分野での地位を強化した（2019年6月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、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を設立した（2019年5月20日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、低炭素水素の製造販売子会社であるHynamicsを設立した（2019年4月2日付プレスリリースを参照。）。

その他

- ・EDFグループは、英国最大の電気自動車の充電会社の1つであるPod Pointを取得した（2020年2月13日付プレスリリースを参照。）。

(ロ) 原子力業界

- ・EDFは、原子力業界に向けた卓越的な計画である「エクセル」を発表した（2019年12月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFおよびVeoliaは、Graphitechの設立を発表した（2019年12月10日付プレスリリースを参照。）。
- ・2019年の原子力発電量の見通しに関する最新情報（2019年11月14日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFの原子力発電所の最新情報（2019年10月25日付プレスリリースを参照。）
 - －Framatomeによる原子炉の部品製造の技術的な枠組みに関する不一致

ー2019年のフランスにおける原子力発電量の見通し

- ・フラマンビルEPR：EDFは、主要二次システムの溶接をロボットによって改良するシナリオを採択し、それにしたがって建設のスケジュールおよびコストの見積額（ユーロ（2015年）。中間利息を除く。）を調整した。温態機能試験の第2段階が現場で開始された（2019年10月9日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.1.1を参照。）。
- ・中国の台山原子力発電所における2基目のEPR原子炉が商業運転の開始間近であった（2019年9月6日付プレスリリースを参照。）。2019年9月7日に商業運転を開始した（2019年度の連結財務書類の注記3.1.4を参照。）。
- ・フェッセンハイムの原子力発電所の閉鎖（2019年9月30日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.1.6を参照。）。
- ・ヒンクリー・ポイントC
 - ーヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報：プロジェクトのコスト、スケジュールおよび組織に関する詳細な検討が行われた（2019年9月25日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.1.3を参照。）。
 - ーヒンクリー・ポイントCの第1原子炉の基礎が完了し、山場を越えた（ウェブサイト（www.edfenergy.com）で入手可能であるEDF Energyの2019年6月28日付プレスリリースを参照。）。
- ・CEA、EDF、Naval GroupおよびTechnicAtomeが小型モジュラー炉（SMR）の共同開発プロジェクトの「NUWARD」TMを発表した（2019年9月17日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.1.5を参照。）。

(ii) 資産売却計画

- ・EDFは、CENGにおける持分のプット・オプションの行使を通知した（2019年11月20日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.2.2を参照。）。
- ・Edisonは、Edisonの探鉱およびガス生産事業をEnergean Oil & Gasに売却する契約を締結したことを発表した（Edisonのウェブサイト（www.edison.it）で入手可能である2019年7月4日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記2.3を参照。）。
- ・EDFは、Alpiqにおける持分25%の売却が完了したことを発表した（2019年5月28日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.2.1を参照。）。

(iii) 財政構造

- ・EDFは、2019年11月26日に開始した米ドル建てハイブリッド債の公開買付けの最終結果を発表した（2019年12月12日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.3.3を参照。）。
- ・EDFは、EDFのEMTNプログラムの一環として30年満期で1.25十億ユーロを調達した（2019年12月3日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.3.4を参照。）。
- ・EDFは、EDFのEMTNプログラムの一環として50年満期で2十億米ドルを調達した（2019年11月28日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.3.4を参照。）。
- ・EDFは、ハイブリッド債の募集で500百万ユーロを調達した（2019年11月26日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.3.2を参照。）。
- ・EDFは、Crédit Agricole CIBおよびSociété Générale CIBと2つの二者間の持続可能なリボルビング与信枠を締結し、その結果、持続可能性連動型のローンの合計額は5十億ユーロを超えた（2019年7月22日付プレスリリースおよび2019年度の財務書類の注記3.3.1を参照。）。
- ・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（2019年3月22日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記3.3.1を参照。）。

(iv) 規制環境

規制変更に関する詳細は、2019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）ならびにエネルギーおよび気候法」
- ・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

- ・ Enedisの業務執行委員会委員長に任命されたマリアンヌ・レノー氏の後任として、EDFの国際部門担当の上級執行副社長にベアトリス・ビュフォン氏が任命された（2020年2月4日付プレスリリースを参照。）。
- ・ アンヌ・リゲ氏の後任として、ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス氏がEDFの取締役役に任命された（2019年12月18日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、2019年度の中間配当における株式による支払オプションの結果を発表した（2019年12月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループは、従業員および元従業員を対象とした売出しを成功裏に完了した（2019年7月10日付のプレスリリースを参照。）。
- ・ 2019年11月23日付で以下の従業員を代表する取締役役が就任した。カリーヌ・ミリオリーニ氏およびクレール・ボルドゥナーヴ氏がクリスティーヌ・シャボティ氏およびクリストフ・キュビリエ氏（CGT）の後任となった。ヴァンサン・ロデ氏がマリー・エレヌ・メイリン氏（CFDT）の後任となった。ジャッキー・ショラン氏（FO）、ジャン・ポール・リニャック氏（CGT）およびクリスチャン・タクシル氏（CFE-CGC）の任期は更新された。
- ・ 2019年6月28日の会議において、取締役会にはモーリス・グルドー・モンターニュ氏の後任としてフランソワ・ドラットル氏を暫定的に取締役に任命した。
- ・ EDFは、2018年度の配当金残高における支払オプションの結果を発表した（2019年6月17日付プレスリリースおよび2019年度の連結財務書類の注記30.3を参照。）。
- ・ EDFグループの執行委員会について、以下の変更がなされた（2019年5月20日付のプレスリリースを参照。）。
 - －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。
 - －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。
 - －アレクサンドル・ペラ氏は、イノベーション・企業責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長に任命された。
- ・ EDFの取締役会について、以下の変更がなされた（2019年5月16日付プレスリリースを参照。）。
 - －ジャン・ベルナール・レヴィ氏の取締役役としての任期が更新された。
 - －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・プティコラン氏が取締役に任命された。
 - －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・モンターニュ氏の任期が更新された。

④ 2018年および2019年の事業および連結損益計算書の分析

2018年度および2019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、Dalkia、Framatome、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。

(単位：百万ユーロ)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾
売上高	71,317	68,546
購入燃料およびエネルギー費用	△35,091	△33,056
その他の対外費用	△8,619	△9,262
人件費	△13,793	△13,642
法人所得税以外の税金	△3,798	△3,690
その他の営業収益および営業費用	6,692	6,002
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,708	14,898
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	642	△224
減価償却費および償却費（純額）	△9,994	△8,775
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△8	△50
(減損)／戻入	△403	△290
その他の収益および費用	△185	△105
営業利益 (EBIT)	6,760	5,454
総金融負債に係る費用	△1,806	△1,712
割引の影響	△3,161	△3,464
その他の金融収益および費用	4,606	378
金融損益	△361	△4,798
連結会社の税引前利益	6,399	656
法人所得税	△1,581	178
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	818	569
非継続事業の純利益	△454	△212
連結純利益	5,182	1,191
EDFの純利益	5,155	1,177
継続事業の純利益	5,597	1,384
非継続事業の純利益	△442	△207
非支配持分に帰属する純利益	27	14
継続事業の純利益	39	19
非継続事業の純利益	△12	△5
1株当たり利益 (EDF持分) (単位：ユーロ)		
1株当たり利益	1.50	0.20
希薄化後1株当たり利益	1.50	0.20
継続事業の1株当たり純利益	1.65	0.27
継続事業の希薄化後1株当たり純利益	1.65	0.27

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。

(2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(i) 売上高

連結売上高は4.0%増加し、3.5%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)	2019年	2018年 ^(*)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	71,317	68,546	2,771	+4.0	+3.5

(*) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

売上高は、2018年から2,771百万ユーロ（+4.0%）増加し、2019年には71,317百万ユーロとなった。外国為替の影響（+151百万ユーロ）および連結範囲の変更（+198百万ユーロ）を除き、連結売上高は3.5%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)	2019年	2018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⁾	27,870	26,096	1,774	+6.8	+6.5
フランスー規制業務 ⁽³⁾	16,087	16,048	39	+0.2	+0.2
EDF Renewables	1,565	1,505	60	+4.0	+2.9
Dalkia	4,281	4,189	92	+2.2	+1.6
Framatome	3,377	3,313	64	+1.9	+0.6
英国	9,574	8,970	604	+6.7	+5.9
イタリア	7,567	8,077	△510	-6.3	-8.1
その他国外	2,690	2,411	279	+11.6	+10.9
その他事業	2,728	2,601	127	+4.9	+6.8
消去	△4,422	△4,664	242	-5.2	-5.2
グループ売上高	71,317	68,546	2,771	+4.0	+3.5

(1) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(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、2018年から1,691百万ユーロ（+6.5%）の本業の成長となり、27,870百万ユーロとなった。

下流部門における市況は、売上高に対して推定+757百万ユーロの好影響をもたらした。電力価格および容量価格の好影響ならびにガス貯蔵事業の収益の増加は、市場シェアの低下による悪影響を補って余りあるものとなった。規制販売料金（2019年の料金変更：（TURPE 5配電料金の+3.04%の指数化を盛り込んだ）2019年8月1日からの住宅用顧客を対象とした青色料金の+1.47%（税抜き）の料金変更および非住宅用顧客を対象とした青色料金の+1.34%の料金変更ならびに2019年6月1日から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+7.7%（税抜き）の料金変更。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日付のTURPE 5配電料金の-0.21%の指数化を盛り込んだ）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、電力価格および容量価格の上昇により、約+588百万ユーロの好影響をもたらした。

省エネ証書の価格の上昇は、売上高に対して推定+132百万ユーロの影響をもたらしたが、マージンには同様の影響がなかった。

購入義務の対象である電力の再販売は、主として当年度下半期における市場価格の下落に起因して、112百万ユーロのマイナスの変動となった（EBITDAについては、CSPEメカニズムが購入義務に関する費用を補填するため、影響は中立的であった。）。

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（購入義務および長期契約を除く。）の均衡は、売上高に対して推定－50百万ユーロの悪影響をもたらした。

長期契約および体系化された販売等、複数のその他の要因が売上高の有利な変動に寄与した。

発電

原子力発電量は、2018年から13.7TWh減少して、2019年は379.5TWhとなった。かかる減少は、とりわけ多くの10年点検が予定されていたために操業停止の延長の回数が2018年を上回ったことにより、2019年における原子力発電所の稼働率が減少したこと起因する。

水利条件が2018年には極めて有利であったのに対して2019年には不利であったため、水力発電量は2018年と比較して14.7%（－6.8TWh）減少し、39.7TWh（揚水量を差し引いた水力発電量は、2019年は33.4TWh（2018年は39.2TWh）となった。）となった（「第3 3（3）②（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）。

火力発電所の使用は、2018年からわずかに減少した。火力発電所の発電量は、1.1TWh減少して9.9TWhとなった。

最終顧客（地方配電会社を含むが、国外事業者を除く市場セグメント）への販売量は、20.3TWh減少し、このうち15.6TWhは顧客離れに起因する。

EDFは、卸売市場において62.9TWhに及ぶ純売手となった。当該市場において純販売量が2018年と比較して15.8TWh減少したことは、主に原子力発電量および水力発電量の減少に起因する。

（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、2018年から39百万ユーロ（＋0.2%）の本業の成長となり、16,087百万ユーロとなった。

売上高は、供給業者が実施した料金の最適化等の料金変更（2019年8月1日からの＋3.04%および2018年8月1日からの－0.21%のTURPE 5配電料金の指数化。）および電力網接続サービスの増加に関連するEnedis（Enedisは、フランス・エネルギー法において定義されるEDFの完全子会社である。）に対する好影響による恩恵を受けた。

売上高に対する天候の不利な影響は、推定－80百万ユーロである。

（c） EDF Renewables

EDF Renewablesの売上高は、2018年から43百万ユーロ（＋2.9%）の本業の成長となり、2019年には1,565百万ユーロとなった。

かかる成長は、主として特にフランスおよび米国における風力条件が向上したものの、2018年後半および2019年初めに実施された売却により、発電量が前年と比較して0.3TWh（－2.0%）の本業のマイナス成長となったが、価格の好影響による恩恵を受けた発電事業に起因する。

（d） Dalkia

Dalkiaによる2019年のグループ売上高に対する貢献は、2018年と比較して68百万ユーロ（＋1.6%）の本業の成長となり、4,281百万ユーロとなった。

かかる成長は、主として事業成長に起因するが、とりわけヴォー・アン・ヴランのグラン・ディールおよびヴィールールパンヌにおける都市暖房に関する15.5年間の新たな公共サービスの委託等、契約の満了および更新によるフランスおよび英国における事業成長に起因する。また、売上高は、ガス価格が前年同期比で減少したことによる悪影響を受けた。

（e） Framatome

Framatomeの売上高は、2018年から0.6%の本業の成長となり、2019年には3,377百万ユーロとなった。売上高の大部分はグループ企業に関連する。

受注は、2019年において3.3十億ユーロとなった（受注の60%超が非グループ企業からであった。）。

商業開発においては、Rosatomにより主要計装制御（I&C）システムをフィンランドのハンヒキヴィ 1 原子炉およびハンガリーのパクス 2 原子炉に供給するための契約がFramatomeに与えられた。米国においては、サイバー・セキュリティおよび産業用ITの大手企業であるFoxGuard Solutionsの取得が2019年10月1日に完了した。

（f） 英国

英国のグループ売上高に対する貢献は、2018年から604百万ユーロ増加し、2019年には9,574百万ユーロとなった。外国為替による影響（75百万ユーロ）を除き、2018年と比較した売上高における本業の成長率は5.9%であった。

英国の売上高の増加は、主として住宅用市場および企業用市場での料金の引上げ、原子力発電量の実現された販売価格の上昇および供給量収益の増加に起因する。2018年度上半期に経験した寒冷な天候に匹敵するものが2019年になかったため、これらの影響は、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ガスの販売量の減少により一部相殺された。

(g) イタリア

イタリアのグループ売上高に対する貢献は、2018年から本業のマイナス成長（－8.1％）となり、7,567百万ユーロとなった。

ガス事業においては、全市場にわたる価格の下落（マージンに対してはほとんど影響がなかった。）および企業用顧客への販売量の増加によって一部相殺された、卸売市場における販売量の減少に起因して、売上高が減少した。

電力事業においては、主に企業用顧客および住宅用顧客に対する販売量の増加および販売価格の上昇ならびに水力発電量および風力発電量の増加により売上高が増加した。

(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。

当該セグメントによる売上高は、2018年と比較して263百万ユーロ（＋10.9％）の本業の成長となり、2019年は2,690百万ユーロとなった。

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、前年同期比で4.8％の本業の成長となり、1,909百万ユーロとなった。これには、市場の競争が非常に激しかったために、電力およびガスの販売価格が上昇し、供給量が減少したことが含まれる。

発電に関して、ベルギーの風力発電容量は2018年から18％増加し、総容量519MWとなった。2018年の冬季はENGIEグループが運営する原子炉の長期にわたる供給停止の影響を受けたが、2019年にはこれに匹敵するものがなかった。予定外の供給停止の回数が減少し、チアンジュおよびドゥルにおける3基の操業が早期再開され、その結果、原子力発電所の稼働率は改善した。

ブラジルの売上高は、2018年から35.8％の本業の成長となり、563百万ユーロとなった。かかる成長は、（EBITDAに影響を及ぼさない）ICMS税（ブラジルにおける商品流通サービス税）の変更およびEDF Norte Fluminenseの電力販売契約の料金の年次改定による好影響を反映している。

(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。

当該セグメントの売上高は、2018年から178百万ユーロ（+6.8%）の本業の成長となり、2019年には2,728百万ユーロとなった。

ガス事業の売上高は、1,221百万ユーロとなった。LNG事業の好調な環境により、ガス事業が376百万ユーロ（+42.4%）の本業の成長となり、当グループの能力のより有効な活用を反映している。

EDF Tradingの売上高は、合計1,026百万ユーロとなり、18.9%の本業の成長となった。かかる成長は、下落傾向にあった市場におけるコモディティ市場の変動ならびに欧州における電力市場およびガス市場での有利なポジションに関連し、年間を通して堅調であったパフォーマンスを反映している。米国における好調な事業水準、世界規模でのLNG（液化天然ガス）の取引および最適化ならびにLPG（液化石油ガス）の事業も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12.1%増加し、8.4%の本業の成長となった。

(単位：百万ユーロ)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	71,317	68,546	2,771	+4.0	+3.5
購入燃料およびエネルギー費用	△35,091	△33,056	△2,035	+6.2	+5.8
その他の対外費用	△8,619	△9,262	643	-6.9	-1.2
人件費	△13,793	△13,642	△151	+1.1	+0.6
法人所得税以外の税金	△3,798	△3,690	△108	+2.9	+3.3
その他の営業収益および 営業費用	6,692	6,002	690	+11.5	+14.2
EBITDA	16,708	14,898	1,810	+12.1	+8.4

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。

(2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(イ) 連結EBITDAの増減および分析

2019年の当グループの連結EBITDAは、2018年から12.1%増加し、16,708百万ユーロとなった。IFRS第16号の適用による影響（+517百万ユーロ）、外国為替による影響（+34百万ユーロ）および連結範囲の変更（+1百万ユーロ）を除き、EBITDAは8.4%の本業の成長を計上した。

2019年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2018年から2,035百万ユーロ（+6.2%）の増加、または、1,926百万ユーロ（+5.8%）の本業の成長となり、35,091百万ユーロであった。

- ・フランスー発電と供給業務セグメントにおける購入燃料およびエネルギー費用は、主に太陽光発電、風力発電およびコジェネレーションの購入義務料金の引上げ、原子力発電量および水力発電量の減少を補填するための購入量の増加ならびに容量メカニズムにより、2018年から1,437百万ユーロ（+12.6%）の本業の成長となり、12,821百万ユーロとなった。
- ・英国における475百万ユーロ（+8.2%）の本業の成長は、主に2018年度上半期に経験した寒冷な気象条件に匹敵するものが2019年にはなかったために下落したガス価格により一部相殺された、電力価格の上昇および発電量の減少による核燃料の消費量の低下に関連するものである。
- ・イタリアの購入燃料およびエネルギー費用は、主に（卸売市場における）ガス価格の下落およびガスの販売量の低下を反映し、787百万ユーロ（-11.6%）の本業のマイナス成長となった。

その他の対外費用は、2018年から643百万ユーロ（-6.9%）減少して、8,619百万ユーロとなった。IFRS第16号の適用による影響（+683百万ユーロ）、外国為替による影響（-41百万ユーロ）および連結範囲の変更（-109百万ユーロ）を除き、その他の対外費用は、1.2%の本業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その他の対外費用は、2,426百万ユーロとなった。195百万ユーロ（-6.8%）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である継続的なコスト削減活動を反映している。
- ・フランスー規制業務セグメントにおけるその他の対外費用は、1,557百万ユーロとなった。40百万ユーロ（-2.3%）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である継続的なコスト削減活動を反映している。

- ・Dalkiaにおけるその他の対外費用の57百万ユーロ（+3.7%）の本業の成長は、サービス事業の拡大を反映している。
当グループの人件費は、2018年から151百万ユーロ増加して、77百万ユーロ（+0.6%）の本業に成長となり、合計13,793百万ユーロとなった。
- ・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により2018年からわずかに減少して、合計6,032百万ユーロとなった。平均従業員数は、すべての事業分野で減少し、2018年の水準から1.4%（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、2018年と比較して横ばいであり、3,139百万ユーロとなった。Enedisの平均従業員数は、わずかに減少（前年同期比で-0.2%）した。
- ・EDF Renewablesにおける人件費は36百万ユーロの本業の成長となり、この成長は主として開発および建設の事業量に伴う平均従業員数の増加に起因する。
- ・Dalkiaにおける人件費は、サービス事業の拡大を反映し、29百万ユーロの本業の成長となった。
2019年における法人所得税以外の税金は、2018年と比較して108百万ユーロ（+2.9%）（本業においては+3.3%）増加して、3,798百万ユーロとなった。
- ・ブラジルにおける127百万ユーロの増加は、主に（EBITDAに影響を及ぼさない）ICMS税（商品流通サービス税）に起因する。
その他の営業収益および営業費用は、2018年から690百万ユーロ増加（+851百万ユーロまたは+14.2%の本業の変動）し、2019年においては6,692百万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の純利益における628百万ユーロ（+15.8%）の本業の成長は、主にCSPEに関連する。
- ・EDF Renewablesのその他の営業収益および営業費用における275百万ユーロの本業の成長は、主にスコットランドのNearth na Gaoithe (NnG) 洋上風力発電所プロジェクトの50%をアイルランドの電力会社であるESBに売却したことによって発生した。

(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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランスー発電と供給業務	7,615	6,327	1,288	+20.4	+16.1
フランスー規制業務	5,101	4,916	185	+3.8	+0.4
EDF Renewables	1,193	856	337	+39.4	+33.5
Dalkia	349	292	57	+19.5	+4.8
Framatome	256	202	54	+26.7	+3.0
英国	772	783	△11	-1.4	-4.6
イタリア	578	424	154	+36.3	+20.8
その他国外	339	240	99	+41.3	+36.3
その他事業	505	858	△353	-41.1	-26.2
グループEBITDA	16,708	14,898	1,810	+12.1	+8.4

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。

(2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(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、2018年から1,019百万ユーロ（+16.1%）の本業の成長となり、7,615百万ユーロであった。

かかる大幅な増加は、主に市場価格の好調な変動および2019年6月1日付で7.7%（税抜き）引き上げられた規制販売料金に関連する、推定+2,230百万ユーロのエネルギー価格による有利な影響に起因する。

原子力発電（-13.7TWh）および水力発電（揚水後-5.8TWh）を主とする発電量の減少は、推定-899百万ユーロの不利な影響を及ぼした。

市場シェアの減少および2018年には有利な影響をもたらしたが、2019年にはそれに匹敵するものがなかった規制販売料金における料金調整部分の終了は、EBITDAに対して推定-211百万ユーロの不利な影響をもたらした。

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、標準レート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、342百万ユーロ（-3.9%）削減された。かかる対策は、すべての事業体にわたって導入されており、とりわけサポート機能に係るコストの削減および販売コストの調整ならびに原子力発電所、水量発電所および火力発電所に係る営業コストの削減に寄与した。

原子力引当金および従業員給付コミットメントの変動を主とする複数のその他の要因は、EBITDAに対して合計-443百万ユーロの影響をもたらした。発電量の減少により低下した核燃料の消費量は、わずかに有利な影響をもたらした。

(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、2018年から18百万ユーロ（+0.4%）の本業の成長となり、5,101百万ユーロとなった。

料金変更は+65百万ユーロの好影響をもたらし、2019年8月1日付のTURPE 5 送配電料金の調整指数（2019年8月1日付の+3.04%（2018年8月1日付の-0.21%）のTURPE 5 配電料金および2019年8月1日付の+2.16%（2018年8月1日付の+3.0%）のTURPE 5 送電料金の調整指数。）は、供給業者が実施した料金の最適化により一部相殺された。

電力網の接続サービスの事業成長は続いており、2019年にはEBITDAに対して推定+25百万ユーロの好影響をもたらした。

また、EBITDAの増加は営業費用（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、標準レート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。）の減少による恩恵を受けた（+83百万ユーロ）。

しかし、年間を通じた気候による不利な影響および当年度下半期の異常気象現象は、EBITDAに対して約-95百万ユーロに及ぶ影響をもたらした。

その他の要因は、EBITDAに対して合計推定-60百万ユーロの悪影響を及ぼした。

(c) EDF Renewables

EDF Renewablesの2019年のグループEBITDAに対する貢献は、1,193百万ユーロであった。前年同期比での287百万ユーロ（+33.5%）の本業の成長は、ストラクチャード・アセットの開発および売却事業に起因し、主にスコットランドのNearth na Gaoithe (NnG) 洋上風力発電所プロジェクトの50%をアイルランドの電力会社であるESBに売却したことを反映している。

発電事業のEBITDAは、2018年後半および2019年初めに実施された売却による影響を受けて、917百万ユーロとなり、価格の好影響（ポートフォリオの影響）を受けたにもかかわらず、2018年と比較して本業において0.9%のマイナス成長となった。

2019年12月31日現在、純設備容量は、2018年12月31日現在の8.3GWと比較して合計8.1GWであった。EDFグループ内での資産譲渡を除き、容量は0.6GW（+7.8%）増加した。建設中のプロジェクトの総ポートフォリオは、風力発電の3.4GW（フランスおよびスコットランドにおける0.9GWの洋上風力発電所を含む。）および太陽光発電の1.5GWを含め、記録的な水準である5.0GWとなった。

事業成長および新規地域への事業拡大に後れを取らないため、また、革新的プロジェクトおよびデジタル化プロジェクトを支援するために開発およびサポート機能に係るコストは増加した。

(d) Dalkia

Dalkiaの2019年におけるEBITDAは、14百万ユーロ（+4.8%）の本業の成長を反映して、349百万ユーロとなった。かかる成長は、パフォーマンス計画による競争の改善および経費の良好な管理に起因する。

また、EBITDAの増加は、とりわけ多数の契約の更新（年間を通して80%が更新された。）によるDalkiaの活動的な販売事業を反映している。Dalkiaは、フランスにおいてエネルギー・パフォーマンスおよび暖房ネットワーク契約（26の施設に関するSafranとの新たな多重サービス契約ならびにヴォー・アン・ヴランのグラン・ディールおよびヴィールールバンヌにおける都市暖房に関する15.5年間の新たな公共サービスの委託）を含む多数の契約を締結または更新した。

省エネ証書の売上高は、2018年と比較して改善した。

(e) Framatome

FramatomeのEBITDAは、2018年と2019年の間で3.0%の本業の成長となり、527百万ユーロ（その他のEDFグループ企業とともに実現されたマージンを含む。）であった。

Framatomeの2019年のグループEBITDAに対する貢献は、前年同期比で3.0%の本業の成長となり、256百万ユーロであった。これには、2017年12月31日現在のFramatomeの取得後の貸借対照表を確定するために行われた棚卸資産の再評価に関連する2018年の42百万ユーロの経常外費用による影響が含まれている。

競争が激しい市場の中でFramatomeの「設置基盤」事業および「計装制御」事業は、米国およびドイツ（80%輸出）におけるパフォーマンスが向上した。「設置基盤」事業は、特定のフランスのプロジェクトおよび輸出プロジェクトの実行コストの増加による影響を受けた。

「部品製造」事業は、蒸気発生器を置き換える設備および新たなプロジェクトのための設備の増産に起因し、収益性が回復した。

「燃料」事業は、維持された生産量および中国における台山のEPRへの燃料集合体の供給による恩恵を受けた。

英国におけるヒンクリー・ポイントCのEPRプロジェクトが強化され（グループEBITDAへの影響はない。）、中国における台山のEPRが稼働を開始した後の事業活動の低下を補ったため、「大型プロジェクト」事業は成長した。

また、FramatomeのEBITDAは経費削減計画の継続による恩恵を受けた。

(f) 英国

英国における2019年のグループEBITDAに対する貢献は、2018年から4.6%の本業のマイナス成長となり、772百万ユーロとなった。

英国のEBITDAは、原子力発電量の減少ならびに2019年1月1日付で導入された電力およびガスの住宅用料金（標準変動料金）の上限額による影響を受けた。これらの不利な要因は、2019年10月において供給量市場が回復した後の供給量収益の増加（2019年には309百万ユーロを計上（2018年度第4四半期の収益を含む。））および原子力の実現価格の上昇（約+4英ポンド/MWh）により一部相殺された。

2019年の原子力発電量は、2018年から8.1TWh減少して、合計51TWhとなった。かかる減少は、2019年におけるハンターストンBおよびダンジェネスBの供給停止の延長に起因する。

激しい競争圧力にもかかわらず、Toto Energyの顧客基盤が譲渡された（当該譲渡は、Toto Energyがライセンスを失った際に、英国のガス市場および電力市場の規制当局であるOfgemによって決定された。）ため、住宅用顧客のポートフォリオはわずかに増加（2018年と比較して+2%）し、企業用顧客セグメントもマージンが増加してパフォーマンスが向上した。

(g) イタリア

イタリアにおける2019年のグループEBITDAに対する貢献は、2018年と比較して88百万ユーロ（+20.8%）の本業の成長となり、578百万ユーロであった。

電力事業のEBITDAは、主に電力の付随的サービス、水力発電および新たな風力発電所による発電（+165MW）の好調なパフォーマンスにより増加した。

ガス事業のEBITDAも、主に2019年におけるパイプラインを通じたガス供給に関する長期契約の最適化が改善したことにより増加した。当該EBITDAは2018年において、供給量および高価格での購入に関する緊張による影響を受けた。

販売事業による貢献は、電力およびガスの両方の住宅用顧客セグメントのマージンが減少したことにより、2018年から減少した。

サービス事業の結果は、主要な顧客口座のマージンのわずかな減少および2018年における有利な経常外項目による影響を受けた。

(h) その他国外

2019年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2018年と比較して87百万ユーロ（+36.3%）の本業の成長となり、339百万ユーロであった。

ベルギーにおけるEBITDAは、54百万ユーロ（+38.6%）の本業の成長となった。かかる成長の主要な要因は、2018年には極めて低かった原子力発電所の稼働率の増加および風力発電量の増加である。風力発電の総容量は、前年と比較して18.0%増加し、519MWであった。小売事業は、競争の激しい環境の中でも依然として強靱であった。

また、ブラジルにおけるEBITDAは、主としてNorte-Fluminenseの発電所に関連する2018年11月の電力購入契約（PPA）の料金に対する+16%の調整に起因して、48百万ユーロ（+60.0%）の本業の成長となった。また、かかる成長は、稼働率の記録的水準、2018年より小規模な維持管理プログラムおよびガスの供給条件の改善による好調なパフォーマンスを反映している。

(i) その他事業

その他事業セグメントによる2019年のグループEBITDAに対する貢献は、2018年から225百万ユーロ（－26.2%）の本業のマイナス成長となり、505百万ユーロであった。

また、2019年には匹敵するものがなかった、2018年における不動産の売却による資産譲渡益も当該セグメントのEBITDAの変動に影響を及ぼした。

ガス事業は、中長期スプレッドの下方修正を考慮して計上された有償契約への引当金による影響を受けた。しかし、欧州のガス火力発電における競争の激化および当グループの能力のより有効な活用により、2019年のガス事業の活動水準は高かった。

EDF Tradingの2019年のEBITDAは、前年同期比で113百万ユーロ（＋17.9%）の本業の成長となり、733百万ユーロであった。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、欧州の電力市場およびガス市場での有利なポジションならびに米国での堅調な事業水準により上昇したこと（「第3 3（3）④（i）（ロ）（i）その他事業」を参照。）に伴うものである。2019年4月2日にJERAと設立したジョイント・ベンチャーにより、世界規模でのLNG（液化天然ガス）の取引および最適化ならびにLPG（液化石油ガス）事業もかかるパフォーマンスに貢献した。

(iii) 営業利益（EBIT）

EBITは2018年から23.9%増加した。

(単位：百万ユーロ)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
EBITDA	16,708	14,898	1,810	+12.1
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	642	△224	866	n.a.
減価償却費および償却費（純額）	△9,994	△8,775	△1,219	+13.9
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△8	△50	42	-84.0
(減損)／戻入	△403	△290	△113	+39.0
その他の収益および費用	△185	△105	△80	+76.2
EBIT	6,760	5,454	1,306	+23.9

n.a. = 該当事項なし。

- (1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。
- (2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

2019年における当グループの連結EBITは、2018年から1,306百万ユーロ増加し、6,760百万ユーロとなった。この成長は、主にEBITDAの増加と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の順調な伸びによるものである。これは、減価償却費および償却費（純額）が増加したことにより一部相殺された。

(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、とりわけEdisonのガスのポジションに関するコモディティ取引の価格変動が大きくなったことを主に反映して、2018年の－224百万ユーロから増加し、2019年には＋642百万ユーロとなった。

(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、2018年から1,219百万ユーロ増加した。IFRS第16号の適用の影響（－634百万ユーロ）、外国為替の影響（－25百万ユーロ）および連結範囲の変更（＋27百万ユーロ）を除き、減価償却費および償却費（純額）は587百万ユーロ増加した。

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740百万ユーロ増加した。IFRS第16号の適用の影響の調整後、減価償却費および償却費（純額）の増加は450百万ユーロであった。この増加は主に原子力発電所のうち新たに稼働開始した発電所に関連する容量効果に起因し、また（これより程度は少ないものの）2019年6月1日より石炭火力発電所の減価償却が加速したことにより説明される。

フランスー規制業務セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が250百万ユーロ増加した。IFRS第16号の適用の影響の調整後、減価償却費および償却費（純額）の増加は92百万ユーロであったが、これは主にLinky（Linkyとは、フランス・エ

エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社であるEnedisが主導するプロジェクトである。)プロジェクトの本格化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

2018年と比較した2019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42百万ユーロの減少は、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

2019年の減損は、403百万ユーロとなった(2019年度の連結財務書類の注記14を参照。)

2018年の減損は、290百万ユーロ(2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。)であった。

(ホ) その他の収益および費用

2019年のその他の収益および費用は、－185百万ユーロとなった。これにはとりわけ、2019年度上半期に行われた従業員を対象とした優先的な売出し(2019年度の連結財務書類の注記15を参照。)および特定の当グループの事業体における再編引当金に係る費用を含む。

2018年のその他の収益および費用は、－105百万ユーロであった。

(iv) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,806	△1,712	△94	+5.5
割引の影響	△3,161	△3,464	303	-8.7
その他の金融収益および費用	4,606	378	4,228	n.a.
金融損益	△361	△4,798	4,437	-92.5

n.a. = 該当事項なし。

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新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。

(2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

2019年の金融損益は、2018年から4,437百万ユーロ改善して、361百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下により説明される。

- ・総金融負債に係る費用の増加。IFRS第16号の適用による影響（－74百万ユーロ）を除けば、総金融負債に係る費用は安定していた。
- ・主としてフランスにおける原子力引当金に使用される割引率の対前年同期の下落幅が縮小したことに起因する、割引の影響における303百万ユーロの有利な変動。2019年12月31日現在の原子力引当金の割引率は3.7%であった（仮定上のインフレ率1.4%を含む。）（2018年12月31日時点ではそれぞれ3.9%および1.5%）。
- ・2019年の株式市場および債券市場のパフォーマンスが2018年よりも堅調であったことを反映した専用資産ポートフォリオの有利な変動（3,534百万ユーロ）に主に起因する、その他の金融収益および費用の4,228百万ユーロの増加。

(v) 法人所得税

2019年の法人所得税は、－1,581百万ユーロとなり、これは24.71%の実効税率に相当する（2018年の法人所得税は＋178百万ユーロであり、これは－27.13%（2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。）の実効税率に相当していた。）。この2018年から2019年にかけての当グループの課税額1,759百万ユーロの増加は、主に税引前純利益が（とりわけEBITDAの増加ならびにEDF SAの金融資産ポートフォリオにおける未実現損益の変動によって）5,743百万ユーロ増加し、フランスの法人所得税34.43%の適用により1,977百万ユーロの追加の課税額が発生したことを反映したものである。

経常外項目（主にEDF SAの金融資産、減損および売却のポートフォリオにおける未実現損益の変動）を除外すると、2019年の実効税率は、2018年が22.6%（2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。）であったのに対して、19.1%となった。

(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、2018年は569百万ユーロであったのに対し、2019年は818百万ユーロであった。かかる＋249百万ユーロの変動は、主として、CENGの純利益の増加により説明される。

2019年における関連会社の純利益に対する持分には、合計－73百万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、2019年度の連結財務書類の注記26「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) 非継続事業の純利益

個別項目である「非継続事業の純利益」は、2018年および2019年のEdisonの探鉱および生産事業の損益計算書上の項目、ならびにそれら2つの期間において認識されたこれらの資産に係る減損からなる（2019年度の連結財務書類の注記19を参照。）。

(viii) 非支配持分に帰属する純利益2019年における非支配持分に帰属する純利益は、2018年から13百万ユーロ増加し、27百万ユーロとなった。

(ix) EDFの純利益

2019年におけるEDFの純利益は、とりわけ財務実績の改善により、2018年から3,978百万ユーロ増加し、合計5,155百万ユーロとなった。

(x) 経常外項目を除く純利益

2019年における当グループの経常外項目を除く純利益*は、2018年から57.9%増加して、3,871百万ユーロとなった。

* 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を除くEDFの純利益（税引後）。

税引後の経常外項目の金額、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ならびに債券および株式の公正価値の純変動額の内訳は、以下のとおりである。

- ・ -986百万ユーロが2019年の減損およびその他の経常外項目（2018年は-385百万ユーロ）
- ・ +490百万ユーロが2019年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（税引後）（2018年は-145百万ユーロ）
- ・ +1,780百万ユーロが2019年の債券および株式の公正価値の純変動額（2018年は-745百万ユーロ）

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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	14,022	13,364	658	+4.9
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△15,650	△17,165	1,515	-8.8
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	2,223	3,530	△1,307	-37.0
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	595	△271	866	n.a.
現金および現金同等物の期首残高	3,290	3,692	△402	-10.9
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	595	△271	866	n.a.
為替変動の影響	△5	△95	90	-94.7
現金および現金同等物に係る金融収益	17	13	4	+30.8
組替の影響	37	△49	86	n.a.
現金および現金同等物の期末残高	3,934	3,290	644	+19.6

n.a. = 該当事項なし。

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

(2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
連結会社の税引前利益	5,983	473	5,510	n.a.
非継続事業の税引前利益	△416	△183	△233	n.a.
連結会社の税引前利益	6,399	656	5,743	n.a.
(減損)/戻入	403	290	113	+39.0
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	8,328	12,957	△4,629	-35.7
金融収益および費用	97	718	△621	-86.5
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	349	387	△38	-9.8
資産譲渡損益	△508	△1,014	506	-49.9
運転資本の変動	452	470	△18	-3.8
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	15,520	14,464	1,056	+7.3
金融費用支出（純額）	△798	△1,048	250	-23.9
法人所得税支払額	△922	△309	△613	n.a.
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	13,800	13,107	693	+5.3
非継続事業に関連する営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	222	257	△35	-13.6
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	14,022	13,364	658	+4.9

n.a. = 該当事項なし。

- (1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。
- (2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

2019年の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2018年から658百万ユーロ増加して、14,022百万ユーロとなった。かかる変動は以下の結果として生じた継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）における1,056百万ユーロの増加を反映している。

- ・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（2018年の13,903百万ユーロから1,227百万ユーロ増加し、2019年は合計15,130百万ユーロ）。
- ・金融費用の減少（2018年と比較して－621百万ユーロ）。
- ・資産譲渡益の減少（＋506百万ユーロ）。これは基本的に、2019年の譲渡益が（主に再生可能エネルギーにおけるNnGの売却の結果として）2018年の（主に不動産およびダンケルクLNGの売却に関連した）譲渡益から減少したことを反映している。

(ロ) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

2019年の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2018年の17,165百万ユーロと比較して、15,650百万ユーロとなった。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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
無形資産および有形固定資産への投資	△16,709	△16,016	△693	+4.3
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	94	577	△483	-83.7
資本支出（純額）	△16,615	△15,439	△1,176	+7.6
持分投資の取得、取得現金控除後	△456	△484	28	-5.8
持分投資の処分、譲渡現金控除後	293	1,261	△968	-76.8
金融資産の変動	1,294	△2,367	3,661	n.a.
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△15,484	△17,029	1,545	-9.1
非継続事業に関連する投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△166	△136	△30	+22.1
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△15,650	△17,165	1,515	-8.8

n.a. = 該当事項なし。

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

(2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

資本支出（純額）

2019年の資本支出（純額）は、2018年から1,176百万ユーロ（+7.6%）増加して、－16,615百万ユーロとなった。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)	2019年	2018年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給業務	△6,074	△5,507	△567	+10.3
フランスー規制業務	△4,601	△4,308	△293	+6.8
EDF Renewables	△1,598	△1,898	300	-15.8
Dalkia	△269	△385	116	-30.1
Framatome	△208	△261	53	-20.3
英国	△3,345	△2,938	△407	+13.9
イタリア	△286	△271	△15	+5.5
その他国外	△223	△199	△24	+12.1
その他事業	△11	328	△339	n.a.
資本支出（純額）	△16,615	△15,439	△1,176	+7.6

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）（イ）（b）純投資（2019年－2020年の売却、リンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。）」に記載される。

持分投資の取得／処分、（取得／譲渡）現金控除後

2019年における新規投資（取得現金控除後）は、主にEDF Renewablesによる企業買収に関連して、456百万ユーロとなった。

2019年における投資の処分（譲渡現金控除後）は、2018年から968百万ユーロ減少し、293百万ユーロとなった。この変動は、主に2018年におけるダンケルクLNGの売却を反映している。

金融資産の変動

2019年における金融資産の変動は、1,294百万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。

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。）の取得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)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)

非支配株主との取引 ⁽³⁾	1,055	1,548	△493	-31.8
親会社の支払配当金	△58	△511	453	-88.6
非支配株主に対する支払配当金	△155	△183	28	-15.3
自己株式の買入/売却	△14	△3	△11	n.a.
株主とのキャッシュ・フロー	828	851	△23	-2.7
借入債務の発行	9,080	5,711	3,369	+59.0
借入債務の返済	△6,976	△2,724	△4,252	n.a.
永久劣後債の発行	493	1,243	△750	-60.3
永久劣後債の償還	△1,280	△1,329	49	-3.7
永久劣後債の持参人に対する支払額	△589	△584	△5	+0.9
委譲運営資産に対する受取拠出金	143	131	12	+9.2
投資補助金	543	351	192	+54.7
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	1,414	2,799	△1,385	-49.5
継続事業の財務活動による キャッシュ・フロー (純額)	2,242	3,650	△1,408	-38.6
非継続事業に関連する財務活動による キャッシュ・フロー (純額)	△19	△120	101	-84.2
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	2,223	3,530	△1,307	-37.0

n.a. = 該当事項なし。

- (1) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。
- (2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。
- (3) 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。

2019年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2018年から1,307百万ユーロ減少して、2,223百万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。

- ・非支配株主との取引における493百万ユーロの減少。2019年における当該取引には、ヒンクリー・ポイントCに係る増資へのCGNの出資金に相当する951百万ユーロが含まれる。2018年における非支配株主との取引には、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に係る増資へのCGNの出資金に相当する743百万ユーロが含まれる。
- ・親会社から支払われた配当金の453百万ユーロの減少。2019年における支払配当金には、－31百万ユーロの現金配当および－27百万ユーロの中間配当が含まれる。2018年における支払配当金には、－60百万ユーロの現金配当および－451百万ユーロの中間配当が含まれる。
- ・永久劣後債の発行額の750百万ユーロの減少。かかる変動は、2019年11月26日に行われた500百万ユーロのハイブリッド債の発行および2018年9月25日に行われた1.25十億ユーロの「再設定条項付永久6年非償還ハイブリッド債」の発行を反映している。
- ・2018年から883百万ユーロ減少した社債の発行および償還（「第3 3（3）⑥（i）（イ）（b）流動性リスクの管理」を参照。）。

(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。

2019年における当グループの純負債額は41,133百万ユーロとなり、これには2019年1月1日からのIFRS第16号の影響4,492百万ユーロが含まれる。2018年12月31日現在33,388百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)	2019年 ⁽¹⁾	2018年 ⁽²⁾	変動	変動率(%)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,708	14,898	1,810	+12.1
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△1,943	△1,245		
EBITDA (現金)	14,765	13,653		
運転資本の変動	452	470		
純投資 ⁽³⁾ (2019年－2020年の資産売却、 リンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。)	△11,345	△11,508		
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。)	303	383		
営業キャッシュ・フロー ⁽⁴⁾	4,175	2,998	1,177	+39.3
資産売却	531	1,937		
法人所得税支払額	△922	△309		
金融費用支出 (純額)	△798	△1,048		
専用資産	△394	△501		
現金支払配当金	△801	△1,278		
リンクリー・ポイントCおよびLinky プロジェクト前の営業キャッシュ・フロー	1,791	1,799		
リンクリー・ポイントCおよび Linkyプロジェクト	△2,582	△2,400		
当グループのキャッシュ・フロー ⁽⁵⁾	△791	△601		
永久劣後債の発行	493	1,243		
永久劣後債の償還	△1,618	△1,329		
その他貨幣的変動	△470	△22		
純負債額の(増加)/減少 (為替レート 変動による影響を除く。)	△2,386	△709		
為替レート変動による影響	△341	96		
その他非貨幣的変動による影響	△5,039	121		
継続事業の純負債額の(増加)/減少	△7,766	△492		
非継続事業の純負債額の(増加)/減少 ⁽⁶⁾	21	119		
期首における純負債額	33,388	33,015		
期末における純負債額	41,133	33,388		

(1) 2019年12月31日現在の財務書類は、IFRS第16号に従って作成された(2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。)。

(2) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。

(3) 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、投資補助金受取額および非グループパートナー投資も含まれる。これには2019年－2020年の資産売却、リンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトは含まれていない。

(4) 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、営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)、経常外効果の影響と関連する調整を行った運転資本の変動、純投資 (2019年－2020年の資産売却、リンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。) およびその他の項目 (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。) に相当する。

(5) 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。この値は、資産売却、法人所得税支払額、金融費用支出 (純額)、専用資産、現金支払配当金ならびにリンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを控除した後の営業キャッシュ・フローに相当する。

(6) これは、Edisonの探鉱および生産事業（非継続事業）の純負債額に相当する。

(イ) 営業キャッシュ・フロー

2019年の営業キャッシュ・フローは、2018年の2,998百万ユーロと比較して1,177百万ユーロ増加して、4,175百万ユーロとなった。

非貨幣性項目の調整後のEBITDA（「第3 3（3）④（ii）減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）」を参照。）は2018年から1,112百万ユーロ増加し、14,765百万ユーロとなった。

非貨幣性項目の増加（-698百万ユーロ）は、主としてEDF Tradingの活動における成長に伴い、その金融商品の公正価値が変動したことによるものである。

(a) 運転資本の変動

2019年中、運転資本は452百万ユーロ改善した。

かかる変動は、主として、最適化／トレーディング業務からの運転資本の好調な推移によるものである。

2018年から2019年の間の運転資本の変動の差異（-18百万ユーロ）は、主として以下の事項により説明される。

- ・CSPE費用の増加（-1,104百万ユーロ）
- ・最適化／トレーディング業務（+593百万ユーロ）
- ・社会保障費負債における有利なタイミングの影響（+630百万ユーロ）

(b) 純投資（2019年-2020年の売却、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。）

純投資は、2018年の11,508百万ユーロから163百万ユーロ減少して（-1.4%）、2019年は11,345百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2019年	2018年(*)	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給業務	6,329	5,349	980	+18.3
フランスー規制業務	3,622	3,371	251	+7.4
EDF Renewables	△276	506	△782	n.a.
Dalkia	138	293	△155	-52.9
Framatome	134	261	△127	-48.7
英国	659	606	53	+8.7
イタリア	344	705	△361	-51.2
その他国外	309	373	△64	-17.2
その他事業	86	44	42	+95.5
純投資	11,345	11,508	△163	-1.4

n.a. = 該当事項なし。

(*) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響ならびに2018年度において新たな開発（ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。）に含まれていた投資の再分類より再表示された。

フランスー発電と供給業務セグメントによる純投資は、980百万ユーロ（+18.3%）増加した。かかる増加は、主に発電所の調査計画に沿った原子力発電所の維持管理への投資に起因する。

フランスー規制業務セグメントによる純投資は、251百万ユーロ（+7.4%）増加した。これは、主に顧客との繋がりに関連する支出の増加、ネットワークの強化およびサービスの質の向上に起因する。

EDF Renewablesによる純投資は、782百万ユーロ減少した。これは主に、スコットランドの「Nearth na Gaoithe」洋上風力発電所の一部売却に起因する（結果として2018年に実施された取得に関連する負債が連結除外となった。）。米国における補助金の増加も減少の一因となった。

イタリアにおいて、純投資は、361百万ユーロ減少した。これは、主として2018年にはGas Natural Vendita ItaliaおよびZephyroを買収したのに対して、2019年には同様の取引が行われなかったことに起因する。

(ロ) ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクト前のキャッシュ・フロー

ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクト前のキャッシュ・フローは、最終的に2019年において1,791百万ユーロとなった（これに対して2018年は1,799百万ユーロ（2019年12月31日現在にIFRS第16号を適用した場合、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクト前のキャッシュ・フローは約609百万ユーロ増加することとなる。）であった。）。

(a) 2019年－2020年の資産売却

資産売却は、スイスの電力会社であるAlpiqにおけるEDFの持分25.04%の売却に関するものである。

(b) 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2019年12月31日現在合計29,844百万ユーロとなった。

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。）。

2019年における－394百万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。

(c) 現金支払配当金

2019年の現金支払配当金（－801百万ユーロ）は、以下により構成される。

- ・2018年の配当金残高（－31百万ユーロ）および2019年の中間配当（－27百万ユーロ）。配当金の大部分は、株式配当の形式で支払われた。
- ・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2019年の支払い（－589百万ユーロ）。
- ・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（－154百万ユーロ）。

(ハ) 当グループのキャッシュ・フロー

2019年12月31日現在の当グループのキャッシュ・フローは、2018年12月31日現在の－601百万ユーロに対して、－791百万ユーロとなった。

(二) 為替レートの変動による影響

主にユーロに対する英ポンドおよび米ドルの上昇（英ポンドはユーロに対して5.1%上昇し、2018年12月31日現在の1.118ユーロ／1英ポンドから2019年12月31日現在には1.175ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して1.9%上昇し、2018年12月31日現在の0.873ユーロ／1米ドルから2019年12月31日現在には0.89ユーロ／1米ドルとなった。）による外国為替の影響は、2019年12月31日現在の当グループの純負債額に対して－341百万ユーロの不利な影響を与えた。

(ホ) その他非貨幣的変動

その他貨幣的変動は、2018年から5,160百万ユーロ減少した。これは主に、2019年1月1日からIFRS第16号が適用された影響（－4,878百万ユーロ、うち－4,492百万ユーロが2019年1月1日に計上された当初の負債で、－386百万ユーロが2019年のIFRS第16号適用による負債の変動）を反映したものである。

(iii) 財務比率

	2019年	2018年 ⁽¹⁾	2017年
純負債額/EBITDA	2.46	2.24	2.40
純負債額/(純負債額+自己資本) ⁽²⁾	42%	39%	40%

(1) 2018年度について公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響ならびに2018年度において新たな開発（ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを除く。）に含まれていた投資の再分類より再表示された。

(2) 非支配持分を含む自己資本。

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

2019年12月31日現在、流動性の高い資産、現金および現金同等物により構成される当グループの流動資産は総額22,895百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は10,490百万ユーロであった。

2020年において予定されている当グループの債務返済額（元本および利息）は、社債（ハイブリッド債を除く。）に係る3,836百万ユーロも含めて、2019年12月31日現在、13,357百万ユーロとなる見込みである。

2019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

2019年11月27日にEDFは、4.50%固定金利、50年満期の米ドル建優先債の発行を通じて、20億米ドルを調達した。この取引は、当グループが長期債において高度に分散された投資家基盤を引き付ける力があることを示している。

さらに2019年12月2日にEDFは、2.00%固定金利、30年満期のユーロ建優先債の発行を通じて、1.25十億ユーロを調達した。発行体がこの満期でユーロ市場において調達した額としては、最大規模の金額となる。

当グループの借入債務の詳細については、2019年度の連結財務書類の注記41.2「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、2018年12月31日現在における13.6年に対し、2019年12月31日現在においては15.4年であった。EDF SAの平均満期は、2018年12月31日現在における14.2年に対し、2019年12月31日現在においては15.9年となった。

2019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、IFR第9号に基づいた場合、下記のとおりとなる（値は、2019年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2019年12月31日 (単位：百万ユーロ)	負債	ヘッジ手段(*)		負債に 対する 保証
		金利スワップ	通貨スワップ	
2019年	13,369	△283	△420	77
2020年から2023年	22,276	△942	△1,437	475
2024年以降	79,998	△920	△4,068	478
合計	115,643	△2,145	△5,925	1,030
債務返済	66,049			
支払利息	49,594			

(*) ヘッジ商品のデータは、資産および負債の両方を含む。

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができている。

幅広い特有な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンバイ・クレジット・ラインの形で、当グループからもリボルビング・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、フランスの譲渡可能欧州コマーシャル・ペーパー (NEU CP) プログラムについては6十億ユーロ、そして米国のコマーシャル・ペーパーについては10十億米ドルである。

2019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785百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては1,175百万米ドルであった。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45十億ユーロのEMTNプログラムで参入しており、フランス国内市場では米ドル建て（144A債券）、円建て（サムライ債）およびスイス・フラン建てのスタンダードアロン発行で参入している。

以下の表は、2019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(*)	満期	額面金額	通貨	利率
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	2019年12月	2049年12月	1,250	ユーロ	2.00%
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%
ユーロMTN	EDF	2019年11月	2069年12月	2,000	米ドル	4.50%
債券	EDF	2014年1月	2114年1月	1,350	英ポンド	6.00%

(*) 資金を受領した日。

2019年12月31日現在、EDFは、総額10,067百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート与信枠および相対与信枠）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2024年12月である。2019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6,067百万ユーロに相当し、その期限は2024年6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ゼロである。2019年12月31日現在、4つの与信枠につき、500百万ユーロ、225百万ユーロ、500百万ユーロおよび250百万ユーロが全額引き出された。

EDF Chileは、107百万ユーロのシンジケート与信枠（2024年9月に期限を迎える。）を有している。2019年12月31日現在、これらの与信枠から全額引き出されている。

Edisonは、European Investment Bankに257百万ユーロの与信枠（利用可能額は40百万ユーロ）および複数の銀行に100百万ユーロの与信枠（2019年12月31日現在、50百万ユーロを限度に引き出されている。）を有している。

(ロ) 格付

2019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	A-3
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB- 安定した見通し	A-3
	ムーディーズ	Baa3 ポジティブな見通し ⁽²⁾	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(1) S&Pは、EDFの見通しを2019年10月10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) ムーディーズは、Edisonの見通しを2019年9月19日に安定した見通しからポジティブな見通しに修正した。

(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34%から86%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、2019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）

2019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	負債の割合(%)
ユーロ建て借入債務	33,360	18,491	51,851	77
米ドル建て借入債務	20,867	△14,814	6,053	9
英ポンド建て借入債務	10,269	△1,705	8,564	13
その他通貨建て借入債務	2,884	△1,972	912	1

負債合計	67,380	-	67,380	100

(*) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2019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

2019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	51,851	-	51,851
米ドル建て借入債務	6,053	605	6,658
英ポンド建て借入債務	8,564	856	9,420
その他通貨建て借入債務	912	91	1,003
負債合計	67,380	1,552	68,932

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

2019年12月31日(*) (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	5,613	2,850	1,974	789
スイス・フラン (スイス)	29	-	28	1
英ポンド (英国)	17,717	5,435	504	11,778
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	294	-	153	141
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,202	-	-	1,202
人民元 (中国)	11,148	-	-	11,148

(*) 2019年12月31日現在において計上された純資産。2019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、2019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)	2019年12月31日			2018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	789	702	70	2,107	1,840	184
スイス・フラン (スイス)	1	1	-	202	179	18
英ポンド (英国)	11,778	13,843	1,384	11,085	12,392	1,239
チリ・ペソ (チリ)	-	-	-	△6,663	△8	△1

ポーランド・ズロチ (ポーランド)	141	33	3	154	36	4
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,202	266	27	1,164	262	26
人民元 (中国)	11,148	1,425	143	9,932	1,261	126

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）（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。）。

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、2019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。

2019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、61.0%が固定金利で、39.0%が変動金利であった。

2019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263百万ユーロ増加する。

2019年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.69%であった。

以下の表は、2019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、2018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

2019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	62,128	△21,035	41,093	-
変動金利	5,252	21,035	26,287	263
合計	67,380	-	67,380	263

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

2019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	2,487	△25	2,462

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（2019年度の連結財務書類の注記32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（2019年度の連結財務書類の注記34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）（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。）。

(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）（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」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。

2019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31.6%（4十億ユーロ分の株式）が、株式に投資された。

2019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、14.3%を上限として株式および8.4%を上限として株式ファンドに投資された。これは、237百万英ポンド分の株式に相当する。

2019年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、11.1%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、768百万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、2019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。

(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

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（2019年度の連結財務書類の注記48「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（2019年度の連結財務書類の注記48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

	2019年12月31日	2018年12月31日
収益性資産	19.2%	19.3%
成長性資産	42.1%	36.5%
確定利付資産	38.7%	44.2%
合計	100%	100%

2019年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2018年の27,689百万ユーロと比較して、31,624百万ユーロとなった。

また、金融ポートフォリオの内容については、2019年度の連結財務書類の注記48「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)	2019年12月31日		2018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	2,926	2,705	2,738
デリバティブ	△10	△10	-	-
その他非上場証券	2,826	3,164	2,333	2,618
収益性資産	5,521	6,080	5,038	5,356
OECD加盟国が発行した債券 以外にも投資を行うファンド	10,865	12,978	9,370	9,844
ヘッジ、預金および債権	-	46	20	45
その他非上場証券	263	276	198	219
成長性資産	11,128	13,300	9,588	10,108
OECD加盟国の国債および その類似債券	4,338	4,548	4,362	4,443
OECD加盟国の企業(非政府)債	1,793	1,827	946	950
上記2つの項目に投資を行うファ ンド	4,830	5,038	4,580	4,647
資金調達後のCSPE	684	688	2,060	2,080
その他非上場証券	146	142	114	105
デリバティブ	5	1	-	-
確定利付資産	11,796	12,244	12,062	12,225
専用資産合計	28,445	31,624	26,688	27,689

(1) 親会社の財務書類における正味帳簿価額。

(2) 2019年および2018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、2019年12月31日現在および2018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パフォーマンス

	2019年12月31日	2019年の実績	2018年12月31日	2018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
(単位：百万ユーロ)				
収益性資産	6,080	8.9%	5,356	7.0%
成長性資産	13,300	25.9%	10,108	-7.0%
確定利付資産	12,244	5.2%	12,225	-0.4%
専用資産合計	31,624	13.5%	27,689	-1.6%

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

	2019年12月31日	2019年の実績	2018年12月31日	2018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
(単位：百万ユーロ)				
CTE (RTEの100%株式保有会社) ⁽¹⁾	2,926	12.6%	2,738	7.0%
その他非上場証券 ⁽²⁾⁽³⁾	3,572	6.0%	2,942	7.9%
株式ファンド(デリバティブを含む) ⁽³⁾	13,024	26.3%	9,889	-7.4%
債券、譲渡可能債務証券および債券ファンド ⁽³⁾	11,226	6.1%	10,010	-0.8%
通貨基金	188	-0.3%	30	-0.3%
資金調達後のCSPE	688	0.6%	2,080	0.4%
専用資産合計	31,624	13.5%	27,689	-1.6%

(1) 2019年および2018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。)。2019年におけるEDF Invest (CTEを含む。) のパフォーマンスは9.0%であり、2018年は7.5%であった。

(3) デリバティブを含む。

2019年におけるポートフォリオの変動

厳しい状況であった2018年を経た後、株式市場は2019年に改善した。株式市場は、5月および8月を除き、主要な中央銀行の融和的な基調に後押しされて実質的に継続的な成長を記録し、新たな記録的な水準となった。

連邦準備制度 (Fed) および欧州中央銀行 (ECB) は基準金利を引き下げ、またECBは資産購入プログラムを再開した。成長は安定し、企業の業績のよりポジティブな見通しが期待された。この中央銀行による決定的な動きは、債券市場にも大きな影響を与えた。大部分の投資家の期待に反して、ユーロ圏における国債の金利は8月末まで大幅に下がり、その後徐々に上昇して、年末にはその勢いが増した。これにもかかわらず、ドイツの10年債の利回りが+0.25%から-0.19%に推移し、8月下旬には-0.71%の底を打ったことを考慮すると、債券市場は全体的に好調な年であった。最もリスクの高い債券のパフォーマンスはより顕著であり、イタリアの政府関連商品のスプレッドが下落 (-0.9%) したのと同様に、信用スプレッドは大幅に下落した。

2019年に、専用資産の税引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、+2,758百万ユーロとなった。かかる内訳は、CSPEが+16百万ユーロ (税引前は+24百万ユーロ)、専用資産に配分されるCTE株式が+308百万ユーロ、およびその他証券が+2,434百万ユーロ (税引前は+3,450百万ユーロ) であった。

EDFはCSPE債権の返済で受領した金額を投資し続け、ボラティリティはベンチマーク指標よりも低い、同等のパフォーマンスとなるよう慎重な配分を維持した。収益性資産、成長性資産および確定利付資産により構成される専用資産ポートフォリオの全体的なパフォーマンスは、+13.5%であった。

2018年12月にEDF Investが取得したNam Theun Power Company (NTPC、ラオスで操業中の水力発電ダム) における残りの少数株主持分は、2019年5月に専用資産に配分された。2019年12月にEDF SAは、EDF Renewables USの太陽光発電施設および風力発電施設における持分を取得し、その持分の一部は2019年12月31日現在において専用資産に配分された。これらの新たな投資は、EDF Investの「インフラ」資産クラスに加えられ、そのポートフォリオは再生可能エネルギーへと分散された。またEDF

Investは、2019年初めにドイツにおいてオフィス用ビルを取得し、2019年12月にフランスおよびイタリアにおいてホテル用ビルのポートフォリオを取得した。EDF Investが運用する非上場資産は、収益性資産、成長性資産および確定利付資産に配分される。2019年12月31日現在のこのポートフォリオ（CTEを含む。）の総額は、2018年12月31日現在の5.7十億ユーロと比較して、6.5十億ユーロであった。EDF Investのポートフォリオ（CTEを含む。）の2019年における年間パフォーマンスは、9%であった。

上場株式市場および上場債券市場の上昇のおかげで、通年で目標の40%の割合を上回った成長性資産区分は、+25.9%の全体パフォーマンス（内訳は+26.3%が上場株式および+9.6%が成長ファンド）となった。上場株式に関しては、主要な日本ファンドおよびエマージング・ファンドがそれぞれの指標を上回った。資産ファンドのパフォーマンスが概して低下した北米区分においては、低いボラティリティのファンドが存在したにもかかわらず、パッシブ運用を継続し、85%超の資産が指標に近いパフォーマンスを維持した。また欧州区分のパフォーマンスもやや低下したが、年末には選ばれたファンドがベンチマーク指標に追いつき始めた。最後に、通貨の運用は、とりわけ目標を上回る英ポンドへの集中により、良好な結果となった。

確定利付資産のパフォーマンスは、絶対的に（+5.2%）かつ相対的に満足のいくものであった。上場債券ポートフォリオは、ベンチマーク指標をわずかに下回る+6.1%の成長率を達成した。年初に構築され始め、その後増強された債券資産の大部分は、運用システムの良好なパフォーマンスと組み合わせ、金利の影響を補った。一方で、債券ファンドは+9.7%のパフォーマンスを記録し、主にCSPE債権により構成される短期債権ポートフォリオのパフォーマンスは+0.4%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。

2019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、13,024百万ユーロとなった。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9.2%であり、2018年12月31日現在は14.3%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1,198百万ユーロになると推定している。

2019年12月31日現在、上場債券（11,226百万ユーロ）の感応度は、6.1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682百万ユーロ減少することとなった。2018年12月31日現在の感応度は、5.3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。

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。2019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。

	内部格付			合計
	投資適格	非投資適格	なし	
2019年3月31日	90%	8%	2%	100%
2019年9月30日	90%	9%	1%	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	燃料購入	合計
				資産管理	および電力取引	
2019年3月31日	6%	1%	10%	77%	6%	100%
2019年9月30日	7%	-	11%	76%	6%	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・ネットリング契約、現金担保契約および銀行または関連会社の保証の導入）は、EDF Tradingにおけるカウンターパーティー・リスクを軽減するために使われる。

EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して、CRFI部門は、契約相手方の承認手続を明確にする枠組みおよび割当制限の計算に対する方法論を策定した。エクスポージャーのレベルは、随時助言を受け、日々体系的に監視される。制限の適切性については、契約相手方に影響する警告または不利な展開が生じた場合には遅滞なく再検討される。

ユーロ圏の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（「第3 2（2）②金融および市場に関するリスクー2C：エネルギー市場リスク」を参照。）。

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
- 当グループのリスク部門は、この方針の導入についての年次報告書を取締役会の監査委員会に対して提出する。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制度が任意であり、当該制度に生じ得る変更（特に2019年に採択されたエネルギーおよび気候法に基づき、利用可能な容量の上限が150TWhに引き上げられるリスク）が不確実であることから、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。さらに、供給業者は、次回の半年枠で反対方向の申込みを行うことを禁じるエネルギー法第R.336-16条を遵守することを条件として、各半年枠においてARENHの申込要求を上方修正または下方修正する可能性がある。例えば、供給業者が、ある半年枠での要求をゼロとした場合、次回枠ではARENHの要求を行うことはできない。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3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事業者は、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軽減するリスク管理戦略を実施することについて責任を有する（使用されたヘッジの会計分類は2019年度の連結財務書類の注記44「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、未だヘッジされていない容量の範囲において、構造的な価格動向ならびに（ARENH制度、発電所の利用可能性および顧客による消費量に関連する）容量の不確実性に依然として晒されている。

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・アット・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・アット・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（EDF Tradingは、「モンテカルロ手法」によりVaRを評価し、かかる手法は、直近の40取引日にわたって観測された市場価額に使用して測定されたボラティリティおよび過去の相互関係を参照する。VaR制限は、EDF Tradingのポートフォリオの合計に適用される。）。特定のキャピタル・アット・リスク（CaR）制限もまた、VaRの適用が難しい特定の分野（非流動市場の運営、長期的な契約および体系的な契約）において使用されている。ストップ・ロス制限は、取引事業の許容可能なリスクを規定し、3か月間にわたる損失の最大レベルを設定する。これらの制限を超過する場合、EDF Tradingの取締役会は、一部のポジションの閉鎖を含む適切な措置を講じる。

2019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。

2019年において非流動市場の取引に係るCaR制限のみが、暫定的にごく少額超過された。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、2019年度の連結財務書類の注記44.5を参照。当グループがヘッジとして分類していないコモディティ・デリバティブの詳細は、同連結財務書類の注記45.3を参照。

⑦ 後発事象

本書の他の項目に記載されている以外には、後発事象はなかった。

⑧ 見通し

2020年の目標

- ・ EBITDA（2020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2020年のフランスにおける原子力発電量が375TWhから390TWhの範囲となることを前提とする。）を、17.5十億ユーロから18.0十億ユーロとすること
- ・ 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、基準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、2019年と同様に安定させること
- ・ 当グループによる取得および2019年から2020年までの売却を除く純投資の合計額を、年間約15.5十億ユーロとすること
- ・ 2019年から2020年までの当グループによる売却（目標には2020年におけるCENG株式のプット・オプションの行使が含まれる。当該取引の完了は、規制上の承認取得の日程によっては、2021年に延期される可能性がある。）を、20十億ユーロから30十億ユーロとすること
- ・ 純負債／EBITDA比率（2020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2020年のフランスにおける原子力発電量が375TWhから390TWhの範囲となることを前提とする。）を、2.6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、2019年の配当残高および2020年の配当について、株式ベースの支払いを選択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

2021年の抱負

- ・ 純負債／EBITDA比率（2020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2020年のフランスにおける原子力発電量が375TWhから390TWhの範囲となることを前提とする。）を、2.7倍以下とすること
- ・ 目標配当性向を、経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬を調整）に基づき、45%から50%とすること

⑨ 後発事象

(i) 2020年3月23日－COVID-19に対する健康危機の状況

EDFグループは、COVID-19に対する健康危機に関連する重要な活動を維持するために、十分な動員を行っている。EDFグループは、現在フランスにおいて考えられるすべてのシナリオにおいて必要な電力を供給する財務上および操業上の能力を有している。

当グループは、資金的ニーズの見通しに係る不変の方針により、強固な流動性ポジションを有しており、2019年末現在における流動性（現金、現金同等物および流動性のある売却可能金融資産）は22.8十億ユーロであった。さらに当グループは、全額引き出されていない総額10.3十億ユーロのリボルビング与信枠を確認している。

電力需要の低下が供給および配電の事業に与える財務上の影響は、限定的と予想される。同様に、フランス当局により決定された零細企業に対する電力請求の一時的な救済措置は、当グループの必要運転資本を一時的に引き上げるに過ぎず、年度末に予想される影響は軽微である。

その一方で、当局から命じられた「在宅方針」に関連して生産施設の維持管理業務が中断されていることにより、供給停止計画の立て直しが求められている。その結果、2020年にフランスにおいて想定されている375TWhから390TWhの原子力発電が現在見直されており、下方修正される予定である。現段階において、2020年の目標EBITDAである17.5十億ユーロから18十億ユーロは範囲の下限で維持されているが、供給力および付随する費用の見通しが明確になった時点で修正される可能性がある。

現段階で2021年における影響を正確に評価することはできない。しかしながら、2020年から2021年の冬季に供給力を最大限にすることを主な目的としている、現在進行中の供給停止計画の再定義により、2021年の発電量がマイナスの影響を受ける可能性がある。同様に、卸売市場の電力価格の下落は、年度末のレバレッジ比率に重大な影響を及ぼす可能性がある。

当グループは、状況が進展次第、この健康危機が活動および財務指針に与える影響を特定する予定である。

(ii) 2020年4月2日－EDFグループが公衆衛生上の危機に立ち向かうために結束することを決意

現在公衆衛生上の危機に直面しているEDFグループの165,000人の従業員は、とりわけ発電、エネルギー・サービスの分野および顧客との最前線でのやり取りにおいて、EDFグループが事業を行っている国々の市民を支援するために不可欠な職務を遂行することに全力で取り組んでいる。

EDFの従業員の公共サービス、公益および相互支援の価値との深い結びつきにより、疫病から生じている課題を軽減することを目的とした複数のイニシアチブが開始された。

影響を受けやすい零細および中小規模の供給業者への支援

疫病による景気減速の影響を受けている零細および中小規模の供給業者を支援するために、当グループは、フランスにおいて契約上定められている60日以内の支払期限に関連して、供給業者からの請求書の決済を早める決定を行った。かかる取決めは、2020年3月31日現在完了しており、EDFにより承認されているサービスに対して適用される。EDF SA内において、零細企業に対しては4月中旬までに支払われ、中小企業に対しては4月末までに支払われる。この取決めは、グループ子会社である

DalkiaおよびEDF Renouvelablesにおいても導入されている。これらの早期の支払いは、フランス全土の当グループにおける20,000通の約190百万ユーロに相当する請求書が対象となる。供給業者は何らの手続も完了する必要がない。この取決めの実施期間は、危機がいつまで続くかによって、変更される場合がある。Enedis（配電網の運営会社であるEnedisは、独立して経営を行うEDFの子会社である。）も同様の取決めに採用することを決定した。

EDFグループ基金の緊急連帯ファンド

EDFグループ基金は、公衆衛生上の危機に対応して、2百万ユーロの緊急連帯ファンドを設立した。当該ファンドはフランス国内外で運営され、現段階では、1百万ユーロが医療従事者および最も影響を受けやすい立場にある市民に対する緊急支援の引当金へ、残り1百万ユーロが公衆衛生上の危機の終盤において最も影響を受けやすい者への支援に充てられる予定である。最初の一連のプロジェクトには、フランスの医療従事者への質の高い食事の配給、恵まれない若者たちがトレーニングを受けられるようにするためのコンピューターの支給、ホームレスへのバウチャーの配布ならびにカメルーンにおける影響を受けやすい家庭および医療従事者へのポータブルな医療セットの支給が含まれる。

エネルギーの寄付

EDFは、アベ・ピエール財団法人により支援されている貧困世帯を助け、電力の供給業者に関係なく彼らの電力料金請求書を支払うために、フランスの従業員を提供している。EDFは、従業員がユーロを支払う度に、エネルギー不安を防ぐよう設計された当該財団法人のイニシアチブへの資金提供の一助となるために、追加でユーロを支払う。この「エネルギー寄付」はまた、EDF & MOIのモバイル・アプリケーションを通じてLinkyのスマート・メーターが備わったEDFの顧客も利用可能となっている。

すべての顧客を支援するEDF

その価値に誠実であるEDFは、この困難な期間中もすべての顧客と連絡を取り合っている。3,000人近い顧客サービス・アドバイザーがリモートで高い基準のサービスを維持し、住宅用顧客、企業およびコミュニティが必要とするサポートを提供している。すべてのサービスがedf.frのウェブサイト上にある専用の顧客プラットフォームおよびEDF & MOIのモバイル・アプリケーションを通じて、引き続き利用可能である。

住宅用顧客については、料金の請求書が支払われていない場合でも、すべての世帯がガスまたは電力を停止されることがないよう、EDFは（2020年3月31日に代わり）2020年5月31日まで冬季の暫定措置を延長することとした。最も深刻な影響を受ける顧客には、100人を超える連帯アドバイザーがソーシャルワーカーの支援を行い、最適な解決策を講じるよう集められた。

EDFは、公衆衛生上の危機による深刻な影響を受けた企業用顧客を支援している。連帯ファンド（詳細については、<http://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/actualites-edf-entreprises/covid-19-edf-mobilise-a-vos-cotes>を参照。）の適用が受けられる顧客は、要請に応じて、最近の政府による命令に従って、支払期限を変更することができる。具体的に、その資格を有する零細企業は、2020年3月12日までに支期期限が到来する請求書の支払いを、公衆衛生上の緊急事態が終息する日まで繰り延べることを申請することができる。この繰延べは、公衆衛生上の緊急事態が終息した日の翌月の末日を開始日として6か月間にわたり分散されるよう調整される。EDFは、この期間において最も効果的な支援を継続的に提供できるように、この措置の対象外となり得る者を含むすべての顧客に引き続き対応していく。

フランス全土においてEDFグループの子会社（Dalkiaグループ、CitelumおよびChamはEDFグループの完全子会社である。）が取り組み実施

ヘルスケア部門にエネルギー・サービスを提供している長年のパートナーであるDalkiaは、暖房および国内の給湯設備の操作性を維持し、医療機関にとって極めて重要である空気質に係るサービスを提供するために、約1,200人の技術者を集めた。Dalkiaグループ全体が、このロックダウン期間中に都市部の暖房ネットワークに接続されているすべての顧客に対して暖房を供給すること、また（低温流通体系の維持管理において継続的な成果を上げることで）事業を継続していくという大きな圧力下にある農業食品関連企業を支援することに従事している。

フランスにおいて約480,000の街路照明を管理しているCitelumは、230人の従業員に対して、24時間体制で公共照明サービスを維持することおよび公共空間の安全性を確保することを要請した。

Chamは、顧客および従業員の安全性の確保について厳格な措置を取りながらも、暖房および国内の給湯設備の安全性への緊急サービスならびにこれらの設備へのトラブル・シューティング・サービスを提供し続けている。

EDFの発電施設の事業継続性

EDFグループの幅広いエネルギー源（原子力、水力、風力、太陽光および化石燃料）により継続的に発電が行われている。EDFは、パンデミック対応計画の一環として、短期的および長期的の両方におけるサービス継続性を維持するための強固な対応策を導入した。これらの対応策は、操業上の安全性、個人の安全および環境保護基準に細心の注意を払った従業員と請負業者の健康保護に関する調整を行うものである。

(iii) 2020年4月2日－2020年5月7日のEDF株主総会および2019年度の配当に関する情報

2020年4月2日の会議において、EDFの取締役会は、年次株主総会を2020年5月7日にEDFの登録された事務所にて参加者なしで開催することを決定した。また、現況がもたらす連帯および責任の課題に取り組むために、EDFの取締役会は、株主総会に対して2019事業年度の最終配当を支払わない旨を提案することを決定した。

コロナウィルスの感染拡大を食い止めるためにフランス政府が導入した外出禁止措置によって、取締役会は、例外として、かつ2020年3月25日付政令第2020-321号第4条に従い、EDFの年次株主総会を2020年5月7日午前10時（パリ時間）にEDFの登録された事務所にて参加者なし（すなわち、株主およびその代理人が物理的に参加しない）で開催することを決定した。

EDFは、EDFの株主と直接会う機会がないことを遺憾に思うが、かかる措置は全員の安全を確保するために必要である。株主の最良の参加を保証するための実際の方法は以下に記載する。

また、現在の危機的状況により要求される連帯および責任の課題を果たすために、取締役会は、2019年12月17日に支払われた0.15ユーロの2019年度中間配当以降、2019年12月31日に終了した事業年度の配当の支払いについては提案しないことを決定した。また、特別株式については、2019年度の中間配当の増加を適用しない旨を提案する。

株主総会に参加するために、株主は、郵便投票または当該総会の議長による代理投票を行うために、当該総会の前に郵便またはインターネットで招集される。この点について、株主は、2020年5月4日0時（パリ時間）までにBNP Paribas Securities Servicesの株主総会部門に郵便投票用紙を郵送しなくてはならない。さらに、株主総会前のインターネット投票の機会は、2020年5月6日水曜日の午後3時（パリ時間）に終了した。

郵便投票の手続は、EDFが2020年4月10日に*Bulletin des Annonces Légales Obligatoires*に公表し、EDFのウェブサイト（www.edf.fr/ag）にて入手可能である総会開催通知に記載されている。

また、取締役会は、株主総会がインターネットで生中継され、EDFのウェブサイトに公開されることおよび株主が質問を書面にて提出することによって生で参加できる可能性があることを指摘する。

株主総会に関するすべての情報は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr/ag）で入手可能である。

(iv) 2020年4月14日－COVID-19の健康危機がもたらした結果についての最新情報

現在の健康危機後の経済的混乱は、電力需要の低迷をもたらし、当グループの多数の事業、すなわち発電事業（EDFによれば現在調査中であり、当初の想定を大幅に下回る調整が行われる予定である。）ならびに新たに開発中のプロジェクトおよびサービスに対して重大な影響を及ぼす。

結果的にEDFグループは、2020年のすべての財務目標（EBITDAの範囲の下限である17.5十億ユーロを含む。）を撤回し、2021年についても同様である。

(v) 2020年4月16日－EDFが年間予想原子力発電量を修正

EDFは、公衆衛生上の危機を受け、原子力発電所で働く従業員を保護するために、すべての活動について調整を行った。維持管理目的の供給停止期間中に実施される予定だった作業の遂行に大幅な影響が出たため、発電量が減少した。その結果としてEDFは、発電量の最適化を行うために、維持管理目的の供給停止計画の調整を行っている。

さらに、経済の減速は電力消費量の減少をもたらし、平常時の水準と比較して20%（出典：RTEの「COVID-19の公衆衛生上の危機が電力システムに及ぼす影響（*L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique*）」）減少する可能性がある。その結果、原子力発電量が削減される。

送電系統事業者（RTE）と協働し、また2020年から2021年の冬季を通じて継続的な電力の供給を行うにあたり、多数の原子炉が、発電所の燃料を節約するために、今年の夏季および秋季に停止しなければならない可能性がある。

これらの事実を踏まえて、EDFはその年間原子力発電量を、2020年においては約300TWh、2021年および2022年の各年においては330TWhから360TWhの範囲と予想している。

(vi) 2020年4月21日－EDFがARENH契約に関する暫定措置を却下する国務院の決定を歓迎

2020年4月4日にフランスの独立電気ガス協会（AFIEG）およびフランスのエネルギー小売事業者協会（ANODE）は、国務院に訴訟を提起した。訴訟の目的は、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）の2020年3月26日付の審議を無効にすることである。

電力消費量の減少に直面している複数の供給業者は、それらの義務を見直すことを望んでいた。これに関連して、供給業者は、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）制度の一環として昨年11月に購入した原子力発電容量を減らすよう、不可抗力（フォース・マajeure）を宣言した。EDFは、不可抗力を適用する証拠はないと考えている。

CREはその審議において、当事者との間に不可抗力を適用するための契約が存在しない場合、影響を受けている供給業者に対して、EDFが配電したARENH容量は削減されないことを明確に示した。

4月17日（金）に国務院は、この訴えを退けた。EDFはこの決定を歓迎する。

注釈として、EDFは、ARENH制度に基づき、昨年11月の競売の窓口を通じて要求されたとおり、供給業者に対して1MWh当たり42ユーロで100TWhを配電している。

フランスが現在経験している健康危機を背景に、EDFは顧客の電力消費量の減少に対応していかなければならない。かかる危機はまた、当グループの原子力発電事業にも影響を及ぼしている。年間予想発電量は、2020事業年度およびその後の数年間について、下方修正された。

EDFはまた、すべての供給業者に対して、請求書の繰延払いを認めた。さらに当グループは、CREによって検証された基準を満たす小規模および脆弱な供給業者に対して、支払いに関する追加の取決めを行っている。

加えて、EDFは、既存の原子力発電量を公正に補償し、気候保護を通じてエネルギー移行に貢献するための規制上の改革の必要性を再確認する。

(vii) 2020年5月7日－EDFの2020年株主総会において、すべての決議が採択された

2020年5月7日にEDFの本社で開催され、91.96%の代表株主で定足数が充たされ、ジャン・ベルナール・レヴィ氏が議長を務めたEDFの2020年株主総会において、提示されたすべての決議が採択された。会合は、政府が実施したCOVID-19の疫病および健康への対策により、株主による直接的な参加の形式ではなく、音声リンクを通じたテレビ中継によって実施された。株主には、会合中に質疑応答の機会が設けられた。

現在の危機を受けて、すべての当社の利害関係者に対する連帯および説明責任の約束を果たすために取締役会によって提案されたことに従い、株主総会では、2019年の中間配当0.15ユーロを除き、2019年12月31日に終了した年度に係る配当は支払われないことが合意された。また、2019年の中間配当額は、特別配当によって増加しないことも合意された。

さらに、株主総会では、当社の「存在意義 (raison d'être)」が正式に採択された。当社の存在意義とは、地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くことである。

最後に重要なこととして、株主総会において、クレール・プディニ氏の任期が更新され、ヴェロニック・ベダグ・アミルス氏およびフランソワ・ドラットル氏の任命が承認された。EDFの取締役会には、8名の女性（うち2名は従業員によって選任された者）が含まれており、女性比率は、比率の算出に組み込まれる取締役会構成員（従業員を代表する取締役を除く。）の50%、取締役会全体の44.44%を占める。

株主総会の投票の全内訳、すべてのプレゼンテーションおよび音声放送は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr/agm）で入手可能である。

すべての取締役会構成員の経歴は、以下のアドレスに掲載されている。

<https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/governance/board-of-directors>

(viii) 2020年5月14日－財務情報（2020年3月31日現在）

売上高は概ね安定的

EDFグループは、健康危機に直面した状況下においても協力的であり、サービスの継続性の確保に尽力している。

グループ売上高	20.7十億ユーロ
	本業の変動 -1.0%(1)

(1) 比較対象となる連結範囲、標準レート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

・連帯した危機対応：

－EDFグループは、利害関係者に対する責任ある協力パートナーである。

- ・EDFは、必要不可欠なサービスの継続性の保証のために全面的に動員されており、事業を展開するすべての国において、必要な水準のエネルギーの発電、配電およびサービスの提供を確保している。
- ・当グループの全従業員へのデジタル対応：特にフランスでは、技術支援を強化し、約70,000人が同時に接続
- ・従業員およびサービス提供業者のための強化された安全対策の導入

－市民に対する活動：

- ・エネルギー貧困との闘いにおいて、EDFはアベ・ピエール財団を支援しており、またEDFグループ財団は2百万ユーロの緊急連帯ファンドを設立した。

－顧客および供給業者の支援：

- ・EDFは、顧客支援のために複数の措置（支払便宜措置である「冬季の暫定措置」の延長）を実施し、フランスの金融危機にある供給業者向けに迅速な支払プログラムを立ち上げた。
- ・当グループは、イタリア、ベルギーおよび英国においても、顧客に対し支払便宜措置を保証した。

・2020年3月末現在で28.8十億ユーロ（現金、現金同等物および売却可能な流動性金融資産の総額（レポ契約に基づく貸付有価証券4.9十億ユーロを含む。））の安定した流動性ポジション（10.3十億ユーロ（2019年12月31日現在。））の未引出の銀行与信枠と、必要に応じて3年間で100%の目標を回復する規制上の柔軟性を備えた、専用資産による原子力引当金の弾力的なカバレッジ率（2020年4月30日現在99.5%）により強化されている。）

・2020年の年間予想原子力発電量を300TWhの範囲に修正（2020年4月16日付プレスリリースを参照。）、2021年および2022年の各年においては330TWhから360TWhの範囲で変動。2020年および2021年のすべての財務目標の撤回（2020年4月14日付プレスリリースを参照。）、ならびに3月中旬以降建設中のプロジェクトの減速（フラマンビル3およびHPCを含む。）。

・存在意義の中核となるカーボン・ニュートラル：

- －2020年5月7日開催の株主総会における、「存在意義」（「地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くこと」）の採択ならびに定款への組入れ
- －2050年のカーボン・ニュートラル目標、および2030年の当グループの直接排出量削減目標を2017年比で40%から50%へ引き上げることを採択
- －2030年までにすべての地域で石炭火力発電から脱却するという目標の採択
- ・顧客およびサービス：
 - －2020年度第1四半期における、フランスの住宅用顧客向け電力供給セグメントの市場シェアの堅調な回復（2019年度第1四半期の327,000件に対して、2020年度第1四半期は267,000件の顧客施設の純流出であった。）
 - －「EDFによるIZI（IZI by EDF）」：住宅用顧客および企業用顧客向けの、断熱、暖房、電気モビリティおよび太陽光エネルギーに対するターンキー・ソリューションを備えた新たな幅広いサービスの立上げ
 - －EDF EnergyによるiSupply（Vattenfall）の住宅用顧客180,000件のポートフォリオの獲得
- ・再生可能エネルギー、貯蔵計画および革新：
 - －太陽光発電：フランスでは、フランスの規制当局（CRE）が11件の新規プロジェクトを検証し、合計74MWpの入札を実施。ギリシャでは、50MWpの入札が実施された。
 - －風力発電：フランスにおいて50MW、ポーランドにおいて68MWの入札を実施
 - －ドイツにおける企業向けの革新的な貯蔵ソリューションの立上げ
 - －EDF Renewablesによる、Cubic（輸送と防衛の分野で活動する企業）に向けた、北米における統合型グリーン・エネルギー・システムの導入。EDF Store & Forecastのエネルギー管理システム（EMS）が、太陽光部品および蓄電池部品を運用し、EDF Renewablesの電気自動車充電のスタートアップ子会社であるPowerFlexが、充電システムを設置する。

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期 (再表示後) ⁽¹⁾	2020年度 第1四半期 ⁽¹⁾	本業の 成長率(%) ⁽²⁾
フランス－発電と供給業務	8,145	8,440	+3.5
フランス－規制業務	5,033	5,115	+1.6
EDF Renewables	417	396	-0.7
Dalkia	1,323	1,244	-11.3
Framatome	706	794	+10.3
英国	2,501	2,748	+10.7
イタリア	2,262	1,709	-25.5
その他国外	795	727	-6.8
その他事業	882	664	-23.4
セグメント間消去	△1,208	△1,142	-5.5
グループ合計	20,856	20,695	-1.0

(1) 2019年1月1日現在、イタリアにおけるEdisonの探鉱および生産（E&P）事業は、IFRS第5号に定義される非継続事業として分類された。2019年度第1四半期の比較数値は再表示されている。

(2) 比較対象となる連結範囲、標準レートおよび為替レートに基づく本業における変動。

2019年度第1四半期と比較して、売上高は概ね安定的であった。これはフランスおよび英国における電力価格の状況が改善したことに支えられている一方、ガス価格の変動（特にイタリアにおけるEdisonおよびDalkiaにおいてであるが、EDF SAのガス事業においても推定－680百万ユーロの影響があった（EBITDAへの影響は限定的である。））が、当グループの売上高に影響を及ぼした。再生可能エネルギー発電は良好な風況の恩恵を受けた。健康危機は、2020年3月末現在において、特に電力、ガスおよびサービスに対する需要の減少に関連して、推定247百万ユーロの限定的なマイナスの影響を及ぼした。

EDFグループのセグメントごとの売上高の増減

フランス－発電と供給業務

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	8,145	8,440	+3.5

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

2020年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、8.4十億ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して3.5%の本業の成長となった。

原子力発電量は、101.2TWhとなり、2019年度第1四半期と比較して10.6TWh減少した。この減少は、主に供給停止の延長に関連して、発電所の稼働率が下がったことによるものである。

水力発電量（揚水発電量を差し引く前の、フランス島部の電力業務を除く水力発電量。揚水発電量を差し引いた発電量は、2019年3月は8.3TWhであり、2020年3月は11.7TWhであった。）は、2019年度第1四半期と比較して36.4%（+3.6TWh）増加して、13.5TWhとなった。

2020年3月末現在、当グループの卸売市場の売買残高純額は、2019年3月末現在（純買いポジション（ユーロ））とは異なり、売りポジション（ユーロ）となっている。これは、需要の急激な落込みにより購入量が減少し、2019年度第1四半期と比較して購入価格が下落したことによるものである。

売上高は、主に2019年6月1日現在における規制販売料金の7.7%の引上げ（VAT（付加価値税）を除く。）および購入量に係る価格の下落による、推定+631百万ユーロ（うち、エネルギー購入量におけるプラスの影響は推定330百万ユーロであった。）のエネルギー価格への好影響の恩恵を受けた。

需要の減少および原子力発電量の減少（水力発電量の改善により一部相殺された。）が相まって、販売量に対してマイナスの影響を及ぼし、売上高を推定446百万ユーロ圧迫した。

下流部門の市況は、売上高に対して推定207百万ユーロのプラスの影響となった。最終顧客への電力売上高減少によるマイナスの影響は、EEC部品への有利な価格効果および最終顧客向けサービスに関する供給量入札の影響、ならびに2019年の料金調整の適用によって、十分に相殺された。

購入義務の再販はマイナスの傾向を示し、スポット価格の大幅な下落を受けてー74百万ユーロの影響を及ぼした。

健康危機は、主に価格への影響（需要の減少が、卸売市場における低価格販売につながった。）により、売上高に推定ー64百万ユーロの影響を及ぼした。

フランスー規制業務（Enedis、ÉSおよび島部業務を含む規制業務）

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	5,033	5,115	+1.6

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

2020年におけるフランスー規制業務による売上高は5,115百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して、本業において1.6%増加した。

価格変動は、特に2019年8月1日に実施されたTURPE 5配電に対する有利なインデックス調整（TURPE 5配電料金のインデックス調整：2019年8月1日現在+3.04%。）により、252百万ユーロのプラスの影響を受けた。

一方で温暖な天候は、売上高に約117百万ユーロのマイナスの影響を及ぼした。

売上高は、需要の落込み（約ー66百万ユーロ）および電力網接続サービス事業の若干の減少（約ー27百万ユーロ）の影響を受けた。これら2つの傾向は、主に健康危機の影響によるものである。

再生可能エネルギー

EDF Renewables

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	417	396	-0.7

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

EDF Renewablesの2020年の売上高は、396百万ユーロとなった。これは、2019年度第1四半期と比較して概ね安定的であり、ー0.7%の本業の変動となった。

発電による収益は、2019年度下半期における新規容量の稼働（米国、カナダ、フランスおよびインド）ならびに良好な風況により、2019年度第1四半期と比較して7.0%の増加（+22百万ユーロ）であった。発電量は2019年度第1四半期と比較して約8%（+0.3TWh）の本業の成長であり、2020年3月末現在で4.3TWhとなった。

このプラスの動きは、2019年度第1四半期には持続的な活動の恩恵を受けていた、米国における屋上太陽光発電セグメントにおける売上高減少によって相殺された。

純設備容量は、当年度初めに実施された売却により、2019年12月末と比較してわずかに減少し、8.0GWとなった。

2020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、2019年12月末と比較して+0.1GWの合計5.1GW（2.6GWの陸上風力発電、0.9GWの洋上風力発電、1.5GWの太陽光発電容量および0.1GWの貯蔵を含む。）という記録的な水準に達した。

当グループの再生可能エネルギー事業（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およびEBITDA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。）

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,252	1,206	-4	-4

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

当グループの再生可能エネルギー事業の2020年の売上高は1,206百万ユーロとなり、4%の本業の減少となった。この減少は、主に、水力発電を評価するために従来から使用されてきた電力スポット価格の下落によるものである。風力発電所は、第1四半期に良好な風況の恩恵を受けた。

エネルギー・サービス事業

Dalkia

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	1,323	1,244	-11.3

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

Dalkiaの2020年度第1四半期の売上高は、1,244百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して11.3%の本業の減少となった。

この売上高の減少は、主に、2019年度第1四半期と比較してガス価格が101百万ユーロ急落したことによるもので、EBITDAには影響を及ぼしていない。

第1四半期に観測された温暖な天候によるマイナスの影響は31百万ユーロとなり、第1四半期の収益における健康危機による影響は、コジェネレーション操業の閉鎖、業務およびサービス契約の停止に関連して、推定-33百万ユーロとなった。

さらに、健康危機が始まって以来、Dalkiaは病院および必要不可欠なサービス部門の顧客と協力して、サービスの継続性を確保してきた。

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、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)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,689	1,564	-7	-8

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

当グループのエネルギー・サービス事業の2020年の売上高は、ガス価格の急落がDalkiaの売上高に影響を及ぼしたことにより、1,564百万ユーロとなり、8%の本業の減少となった。しかしながら、フランスにおいて主に住宅用顧客セグメントのサービス事業が伸長したことによる恩恵を受けた。

Framatome

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	706	794	+10.3
売上高(EDFグループ寄与分)	424	512	+17.2

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

2020年度第1四半期におけるFramatomeの売上高は、本業において10.3%成長して、794百万ユーロとなった。

この大幅な増加は、主に2019年度第1四半期と比較して、燃料集合体搬入における年内の暦上の影響および大規模プロジェクトの進捗に影響された、良好なフェージング効果によるものである。

2020年度第1四半期においては、米国を中心とした好調な「燃料」事業および台山EPR向けの新燃料の搬入も寄与した。

健康危機による売上高への影響は、2020年3月末現在では約-13百万ユーロに留まっている。

さらに商業面では、Framatomeは、フィンランドの電力会社TVOとの間でフィンランドにおけるオルキオ3 EPRの操業に関する複数の業務契約を獲得したほか、TNPJVCとの間で中国における台山EPR原子炉の操業支援に関する長期業務契約を締結した。

北米においては、Framatomeは、テネシー川流域開発公社との間で、10年間にわたる一連の主要な契約を締結した。

英国

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	2,501	2,748	+10.7

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

英国における2020年の売上高は、2,748百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して、本業において10.7%成長した。

収益の増加は、主に、実現原子力価格の上昇、供給コストの上昇に伴う事業料金の増加、およびより少ない程度ではあるが、供給量市場メカニズムの再開によるものである。さらに、コッタム石炭火力発電所が2019年度下半期に閉鎖された。

原子力発電量は、11.9TWhとなり、2019年度第1四半期と比較して0.7TWh減少した。これは、維持管理のための計画的な供給停止によるものである。

供給事業は、Toto Energyの顧客ポートフォリオの獲得（TOT0 Energyのライセンス喪失に伴い、英国政府の規制機関であるOfgemによって2019年末に強制された買収。）およびiSupplyの顧客ポートフォリオの獲得により、依然として競争の非常に激しい環境下において、特に住宅用セグメントにおける良好な回復力の恩恵を受けた。

イタリア

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期 (再表示後) ⁽²⁾	2020年度 第1四半期 ⁽²⁾	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	2,262	1,709	-25.5

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

(2) 2019年1月1日現在、イタリアにおけるEdisonの探鉱および生産（E&P）事業は、IFRS第5号に定義される非継続事業として分類された。2019年度第1四半期の比較数値は再表示されている。

イタリアにおける2020年の売上高は、1,709百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して25.5%の本業の減少となった。

ガス事業の売上高は、主に上流部門および下流部門双方におけるガス価格下落（EBITDAへの影響は限定的であった。）により、493百万ユーロ減少した。また、暖冬（約－42百万ユーロ）および健康危機による企業用顧客への販売量への影響（約－18百万ユーロ）も、より少ない程度ではあるが、この減少の要因となった。

電気事業の売上高は、電力価格の低下、CCGT（コンバインド・サイクル・ガス・タービン）発電所の稼働率低下による発電量の減少、および健康危機に伴う企業用顧客に対する販売量の減少（約－10百万ユーロ）により、84百万ユーロ減少した。

その他国外

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	795	727	-6.8
うちベルギー	593	539	-9.6
うちブラジル	148	130	+0.7

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

その他国外の売上高は、727百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して6.8%の本業の減少となった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）における売上高は、住宅用および企業用セグメントにおける電力価格およびガス価格の下落ならびに温暖な気候に起因する特に住宅用顧客への販売量の減少を反映して、本業において57百万ユーロ（-9.6%）減少した。第1四半期は、特に非常に軟調であった2019年度第1四半期と比較して、非常に良好な風況により風力発電量が著しく増加するなど（458GWh（+173GWh））、良好なパフォーマンスに牽引された。風力開発は継続され、純設備容量が485MW（Luminusの連結範囲における純容量。風力の総設備容量は、2019年3月末現在は448MWであったのに対し、2020年3月末現在は521MWとなった。）となった。

ブラジルにおける売上高は、主に、2019年11月にノルテ・フルミネンセ発電所関連の電力購入契約（PPA）における価格を5%再評価したことなどにより、安定的に推移（0.7%の本業の成長）した。このプラスの効果は、付随的サービスに対する需要の減少によって一部相殺された。

その他事業

(単位：百万ユーロ)	2019年度 第1四半期	2020年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	882	664	-23.4
うちガス事業	454	252	-44.5
うちEDF Trading	318	303	-0.9

(1) セグメント間消去前のセグメントごとの売上高の内訳。

その他事業セグメントによる売上高は、664百万ユーロとなり、2019年度第1四半期と比較して23.4%の本業の減少となった。

当グループのガス事業は、マイナスの価格効果およびLNG（液化天然ガス）容量の使用減少の影響を受けた（EBITDAへの影響は極めて限定的である。）。

2019年度第1四半期には既に高水準であったEDF Tradingの収益は、本業において概ね安定的に推移し（-0.9%）、303百万ユーロとなった。EDF Tradingのパフォーマンスは、市場のボラティリティの高さ、顧客フローの拡大、需要の急減と供給の堅調さを背景とした有利な市場ポジションを反映して、欧州およびフランスを中心に好調に推移した。一方、LNG（液化天然ガス）およびLPG（液化石油ガス）の取引は低調に推移した。

COVID-19による健康危機は、カウンターパーティーとの信用リスクの増大に関連して、3月末における取引証拠金に約-30百万ユーロの影響を与えた。

2019年年次業績の発表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

- ・ EDFの2020年株主総会において、すべての決議が採択された（2020年5月7日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFが、年間予想原子力発電量を修正（2020年4月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ 健康危機：EDFは、すべての顧客を支援するために、前例のない対策に取り組んでいる（2020年4月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ COVID-19の健康危機がもたらした結果についての最新情報（2020年4月14日付プレスリリースを参照。）。
- ・ 2020年5月7日のEDF株主総会および2019年度の配当に関する情報（2020年4月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループが公衆衛生上の危機に立ち向かうために結束することを決意（2020年4月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・ COVID-19の健康危機がもたらした結果の状況（2020年3月23日付プレスリリースを参照。）。

- ・家庭および自動車向けの新たなEDFによるIZI (IZI by EDF) サービスにより、快適性が向上し、エネルギー費用が削減される(2020年3月5日付プレスリリースを参照。))。

EDF Renewables (全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト (www.edf-renouvelables.com) で入手可能である。)

- ・EDF Renewablesは、ドイツにおける企業向けの革新的な貯蔵ソリューションを立ち上げた(2020年2月20日付プレスリリースを参照。))。

EDF Energy (全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト (www.edfenergy.com) で入手可能である。)

- ・EDFは、Avicennaとのパートナーシップを通じて、個人開業薬局を対象としたCOVID-19ボランティアを開始した(2020年4月16日付プレスリリースを参照。))。
- ・EDFはBootsと提携し、最も弱い立場にある人々に必須医薬品を提供する(2020年4月8日付プレスリリースを参照。))。

Edison (全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト (www.edison.it) で入手可能である。)

- ・Edisonは、必要不可欠なサービスの継続性、国との連帯およびEdison Energiaの顧客を支援する「イタリアのためのEdison」の取組みについて保証している(2020年4月6日付プレスリリースを参照。))。

(ix) 2020年6月1日ーヒンクリー・ポイントC原子力発電プロジェクトが最新の主要な段階を予定どおり達成

- ・複製戦略による生産性の向上に支えられ、原子炉2号機の49,000トンの基礎が完成した。
- ・コロナウィルスの新たな安全対策により作業の継続が可能となった。
- ・プロジェクトのすべての目標が引き続き達成され、新たな写真および映像によって現場の進捗状況が確認できる。
- ・ヒンクリー・ポイントCが南西部地域にもたらす利益の目標を達成した。

ヒンクリー・ポイントC原子力発電所を建設する従業員が発電所における2号機の49,000トンの基礎を完成し、4年より前に設定された完成予定日に間に合った。

サマセットの発電所は、確実な低炭素電力を生成し、再生可能エネルギーと併せて、英国が化石燃料を汚染しない将来に向かうことを促進する。

原子炉建設にかかる主要な段階は、コロナウィルスによる新たな作業環境に適用しなければならなかったチームによって完成された。「J0」と呼ばれるこの達成は、原子炉1号機の基礎が2019年6月に完成してから1年足らずで実現された。これは2020年において2番目に主要な目標であり、両目標の成功裏の達成は、2019年におけるプロジェクトのすべての目標の達成に続くものである。2号機のJ0達成目標日は、最終投資決定がなされる前の4年より前に設定された。

原子炉2号機の基礎の完成は、同一の1号機で得た経験による恩恵も受け、ブレハブの利用拡大等の工程を通して生産性が大幅に向上した。これはサフォークのサイズウェルCにおいて提案された追加プロジェクトにも恩恵をもたらす。

現在のコロナウィルス危機の間の建設は、従業員および地域の安全を確保するためにプロジェクトが広範な措置を講じた後に継続することが可能となった。当該措置には、ソーシャル・ディスタンスをとるために現場での従業員数を削減することおよび建設の最も重要な部分に集中することが含まれている。感染拡大を防止するために、多くの健康対策の実施が継続されている。ソーシャル・ディスタンスがとれない場合、従業員は特別に保護具を使用している。

原子炉1号機の作業も進んでおり、12か月前に達成した「J0」以降の急速な進展が新たな写真によって確認される。

また、当該プロジェクトは、危機中に現地コミュニティおよび国民保健サービス(NHS)を支援するためにその資源を活用することができた。コロナウィルス危機の間にヒンクリー・ポイントCにおいて講じられた措置に関するさらなる情報は、ウェブサイト (<https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/local-community#faq>) で入手可能である。また、先週公表された新たな数値によると、ヒンクリー・ポイントCは、地域事業に1.5十億英ポンドを費やすという目標を予定より5年早く達成した。

(x) 2020年6月2日ーEDF、エネルギー供給業者3社に対してARENH契約終了を通知

2020年6月2日、EDFは、Alpiq、GazelおよびTotal Direct Energieの各電力会社と締結しているARENH契約を、2か月超の期間にわたって中断が生じた場合に係る契約の規定に従って終了したことを通知した。

COVID-19の健康危機および2020年3月17日に行政当局が導入した緊急措置により、非住宅用顧客の電力消費量が減少し、EDFを含むすべての市場関係者に影響が及んだ。

この電力消費量の減少に直面して、一部の供給業者は、ARENH契約の一環として昨年11月に購入した電力量を削減するため、不可抗力を理由として、契約上のコミットメントを撤回することを決定した。

国務院は、フランスのエネルギー規制委員会(CRE)による3月26日付審議を確認し、エネルギー供給業者が被った損失が「数か月の期間内に事業の存続を(中略)危うくするものであり、当該損失は、管轄裁判官が当該請求に係る判決を下すのに

要する期間内にそのような影響を及ぼすものである」とは考えていないとして、2つのエネルギー供給業者団体による控訴を4月17日に却下した。

2020年5月20日、26日および27日、パリ商事裁判所は、政府による緊急措置の導入以降、Alpiq、GazelおよびTotal Direct EnergieとのARENH契約に関する不可抗力の条件が充足されたとの判決を下した。これにより、これらの供給業者に係るARENH契約が終了する。

EDFは、ARENH契約に関する不可抗力条項の存在を断固として拒絶し、パリ控訴院に控訴した。

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。

(i)本書を通して、または2019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)2017事業年度および2018事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2017年12月31日および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（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2019年*Document d'Enregistrement Universel*、2018年*Document de Référence*および2017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) 2019年に締結された重要な契約

2019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。

- ・スイスにおけるEDFのスイスのエネルギー会社Alpiqの株式25.04%の売却（2019年5月付）
- ・フランスにおけるフェッセンハイム発電所の早期閉鎖に対するフランス政府による補償契約の署名（2019年9月付）
- ・イタリアにおけるEdisonのガス事業および発電資産をEnergie Oil & Gasに売却するという内容の拘束力を持つ覚書への署名（2019年7月付）

(2) 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。

- ・Dunkerque LNGに対する持分に係る委譲契約（2018年10月30日付）
- ・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6月付）
- ・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（2018年5月付）

(3) 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の資本の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。

5【研究開発活動】

EDFグループの研究開発（R&D）活動は、研究開発部門（EDF R&D）および当グループの特定の子会社によって行われている。これらの活動は補完的なものであり、かつ当グループのCAP2030の戦略に沿ったものである。

EDFグループの研究開発部門は、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。当部門は、全世界で計2,700人超（フルタイムの正規職員として計算されている。）の従業員を有している。

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、現在複数の施設において構成されており、フランス国内外（主にドイツ、英国、中国、米国、シンガポールおよびイタリア）に複数の施設が存在する。

EDFの研究開発部門の中心的なセンターは、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。2019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1,868人の従業員を有している。

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。

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が設定され、フランス経済の脱炭素化において電力が重要な要素となることが予想される中、研究開発部門が果たす役割はこの目標を達成する上で極めて重要となる。研究開発部門の研究方法は広範な3つの主題を基軸に構成されている。

- ・電力の移行
- ・気候遷移
- ・デジタルへの移行および社会的な移行

2019年、EDFグループの研究開発予算総額は713百万ユーロであった。これは、主に523百万ユーロに及ぶEDFの研究開発予算ならびにFramatome、EDF EnergyおよびEdisonなど特定の完全子会社が行う研究から構成される。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。

さらに2019年、かかる予算の約18%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。

(1) 研究開発の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業ラインについて取り組んでいる。それぞれに対し、EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策または革新的事業および経済モデルを提供し、中長期的な予測に基づく取組みを通じて当グループの長期的な将来像を計画する。EDFの研究開発部門は、EDFが低炭素電力システムを提供する世界的な産業グループとなるための要素の1つである。

当部門の研究は、CAP2030プロジェクトに沿って、3つの主要分野に重点を置いている。

- ・電力の移行：電力は、とりわけ低二酸化炭素排出型の設備を使用して発電された場合、エネルギーの最終使用の脱炭素化において重要な役割を担う。これらの使用のうち、電気モビリティおよび革新的な熱の生産技術は、EDFにとって重要な発展の推進力である。

- ・ 気候遷移：この焦点は、EDFの電力発電設備に関連する事項を含む。無炭素エネルギーの勝者であるEDFグループは、その設備が排出する二酸化炭素を可能な限り少なく抑え、その結果としてCOP21およびCOP22の気候目標に大きく貢献するために努力を行う。
- ・ デジタルへの移行および社会的な移行：この焦点は、近年家庭やビジネス界において飛躍的に発展してきた接続対象物およびデジタル・ツールの出現を認識している。この移行は、エネルギーの利用をめぐる我々のライフスタイルや行動における極めて重大な変化と切り離すことができない。

Enedisのための送電網に関する研究は、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行われている。加えて、Enedisもまた独自の研究開発プログラムを有する。この取組みについては、「第3 5（1）⑤Enedisの研究開発」に記載されている。

① 電力の移行

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「すべての欧州の人々にクリーン・エネルギーを」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。

- ・ 電力およびガス、両方の提供価格帯の変更
- ・ スマート・テクノロジーの開発（例えば、スマート・メーターの配置）
- ・ 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
- ・ 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

電気モビリティ分野における活動の発展につながる電力の新しい利用方法に関する取組みが、とりわけEDF Energyの子会社によって実施されている。

2019年中にはさらに、人工知能および拡張現実には紐づけされた技術を採用した新たな顧客インターフェースが販売された。

エネルギー移行の原動力は、電力の新しい利用方法や新しい期待を生み出すことである。その例として、都市はインフラおよびインフラ管理の最適化（輸送、廃棄物の処理、建物、発電、送電網）に意欲を見せ、スマート・シティあるいは「持続可能な都市」になることを目指しており、エネルギー共同体が出現している。

移動方法の重大な変換の可能性をもたらす電気モビリティにおいて、蓄電池は極めて重要である。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技術についても同様のアプローチを採用する。

欧州における低炭素経済へのエネルギー移行もまた、電力システムの炭素排出量の削減に関するものである。これには、新たな課題に対処することが求められる。

- ・ 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電力システムの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。
- ・ 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。
- ・ 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。

② 気候変動

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。）。

（i）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

（イ） EDF

研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。

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。

さらに、研究開発部門は、Nuwardと呼ばれる小型モジュラー炉（SMR）の初期設計にも貢献している。

（ロ） Framatome

Framatomeの研究開発活動は、その原子力蒸気供給システム事業に関連して、2019年においてとりわけ以下に焦点を当てた。

- ・ 国際的な最先端技術の発展や安全当局からの最新の要請に沿って、原子炉検証ソフトウェアや安全報告書の作成に用いられる手法を改良すること。例えば、事故における炉心出力の中性子計算および熱水力学の挙動の分析を含む（例えば、冷却材の損失）。2019年のハイライトは、事故について熱水力学の解析を行う新しいソフトウェアであるCATHARE 3についてFramatomeのチームが行う検証の進展に加え、EDFとのパートナーシップにより実施された高度な中性子の鎖シミュレーション・プロジェクト（ODYSSEE）（マルチフィジックスにおけるカップリング・コードの第1バージョンである原子炉熱水力学コードの提供）により達成された新たな段階を含む。この鎖はより正確かつ生産的であり、EPR 2の安全ファイルを裏付ける調査、またその後は10年ごとのフランスにおける原子力発電所の安全性の再評価を実施するために2022年より使用可能となる予定である。計算流体力学（CFD）における熱水力学の計算方法についてもまた、とりわけ二相流解析（クエンチング現象、臨界流などのモデル化）およびエアロリック（熱環境、燃焼など）の分野において、計算高速化ソリューション（メタモデルの使用）を用いた著しい進展があった。
- ・ 原子炉構成要素（すなわち、原子炉容器、内部構造、蒸気発生器、一次ポンプ）の開発および継続的な改善。この研究開発は、新しい規制上の要件の順守の分野および名目上の耐用年数（最大60年）を超えた設備の動作を証明する能力の分野において進歩をもたらした。例えば、破壊力学的証明の進化した手法が開発されている。EPR 2の生産に必要な新たな技術構築の設計のために発電所に提供される支援もまた、明確な結果をもたらし始めている。
- ・ 工学研究（研究過程の最適化による）または特定のサービスもしくは設備における生産性の向上および高度なデジタル技術の活用（すなわち、仮想現実の展開、メタモデルまたは学習法の活用など）。
- ・ 高度なモデルの開発活動への貢献。
- ・ 発電所の維持管理の最適化。

（ii）再生可能エネルギーの開発支援

2番目の優先事項は、フランス国内外において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、エネルギー構成（とりわけ暖房ネットワーク）における再生可能エネルギーおよび回収エネルギーのシェアを拡大することに注力するDalkiaの主要な研究開発プログラムによって特に裏付けられたとおり、欧州および世界中のエネルギーの展望においてますます重要な役割を果たしている。吸収機、太陽熱エネルギーおよび再生可能ガスを利用するサービス提供の開発に関する適合性研究が進行中である。当社顧客の施設に所在する分散型データ・センターにおける熱回収に関する取組みと同様に、EDFの研究開発部門とともに2018年に開始された高温熱ポンプを対象とした取組みも継続している。

再生可能エネルギー、貯蔵および水素に関する研究開発部門の目標は、産学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、電気化学電池、フライホイール、フローセル、スーパーコンデンサ、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。

例えば、EDF Renewablesは太陽光発電の分野において、営農型太陽光発電所、浮体式太陽光発電所または両面受光型太陽光発電所など、現在試験的なプロトタイピングの段階にある革新的な発電所を始動させた。特定の太陽電池製造に用いる寸法記入や計算のためのツールも広く並行して開発されている。加えて室内実験は、その技術が定期的に進化する太陽光発電モジュールの故障モードや劣化モードを理解することを可能にする。

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ならびに再生可能エネルギーおよび貯蔵を基礎にしたEDFグループの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いる。

(iii) 設備の環境適合性

3番目の優先事項は、当社の発電所の環境適合性を改善することである。気候変動、生物多様性の著しい減少および地球上の限られた資源は、低炭素エネルギー構成についての当社の選択を合理化する。研究開発部門の取組みの目標は以下のとおりである。

- ・科学的および技術的な専門知識を通じて、環境に関する規制が実施され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。同様に、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うこと。
- ・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。

したがって、EDFは長年にわたって生物多様性に関する課題に特化した研究チームを設けてきた。2018年には、生物多様性に及ぼす影響を評価しコントロールする効率的なツールを開発するための野心的な研究プログラムが始動した。

③ デジタルへの移行および社会的な移行

デジタルへの移行は、電力システム全体に影響を及ぼすものであり、上述した電力の移行および気候遷移における極めて重要な推進力である。情報技術研究プログラムは以下に焦点を当てている。

- ・第一に、人工知能、モノのインターネット、5G通信、サイバー・セキュリティ、ブロックチェーン、量子計算、仮想現実などの技術が当グループの事業に及ぼす影響やそれらにより引き起こされる危険性のある混乱について理解し、予測すること。
- ・第二に、研究開発部門およびエンジニアリング部門が実施する研究の裏付けとなる科学計算の学際的なエコシステムを維持し、発展させること。

このデジタルへの移行はまた、発展と同義である。高度なデジタル技術の活用（仮想現実の展開、メタモデルまたは学習法の活用など）は、特に子会社Framatomeがその工学研究の生産性を向上させることを可能にした。

さらに、クラウド技術に基づくデジタル・プラットフォームが、現在EDF Renewablesにおいて展開されている。かかるプラットフォームは、EDF Renewablesのすべての領域の資産から収集された生産データを同じ「データレイク」において活用するように設計されている。究極の目標は、資産の生産を向上させ、運転維持費を減少させることである。

人工知能は、そのデジタル的側面および意味的側面の両方において、研究開発部門の優先研究事項の1つである。研究開発部門は、データレイクの採用、データ解析のための共通のプラットフォームの導入および当グループの人工知能タスクフォースへの貢献を通じて、事業にその手法を普及させることに尽力してきた。人工知能は、当グループの事業における極めて重要な側面である。

- ・発電において、人工知能は、保全戦略を評価し、予測不可能な事象の経験を十分に生かす診断ツールを構築し、かつ設備管理を円滑に進めるための実用的なデジタル・ツインを開発するために数十年分の工業データを利用することを可能にする。
- ・エネルギー管理において、人工知能は、再生可能エネルギー、電気モビリティ、地域のエネルギー・システムおよび電力取引の急増により要求される、ますます複雑化する最適化および予測へのニーズに応える。
- ・送電網において、人工知能は、保守計画、自然災害に対するモデル化および耐性ならびにスマート・グリッドの管理を容易にする。
- ・顧客関係において、人工知能は、顧客体験、業務効率および業績の改善に用いられている。例えば、Dalkiaはその法人顧客のために性能研究をデジタル化する取組みに端を発して、「Dalkia Analytics powered by Metron」の提供を開始した。かかるサービス提供は、パフォーマンスを改善するための高付加価値ソリューションを提供するために、エネルギー・フローおよび顧客のプロセスとの相互作用を解析する。Dalkiaはまた、サービスを即座に提供することが可能な設備を提案する「BIM Exploitation」を開発した。

ブロックチェーンは、新しいデジタル技術の創出における研究開発部門の重要な貢献のまた別の例である。研究開発部門がこのプロジェクトを立ち上げてから2年後、当グループにおいてはいくつかの試験的なプロジェクトを含め、様々な実験が進行中である。情報システムに統合されたブロックチェーン・アプリケーションならびにこれらの技術の課題および成熟レベルに適応した産業政策およびパートナーシップに関する相談から運用まで、「ブロックチェーン・ラボ」が当グループのブロックチェーン・タスクフォースの推進力の下で、徹底した専門知識を提供する。

デジタルへの移行を支援するため、研究開発部門は、物理学シミュレーションの研究および人工知能機械学習モデルに不可欠である強力なスーパーコンピューターに投資している。

これまで以上に、様々な種類のエネルギーはまた、その利用可能性、その気候的、環境的、経済的および地理的な影響、エネルギー・システムの耐性ならびにすべての人々に開かれたエネルギーへのアクセスをめぐる問題が提起されており、現代社会が直面する課題の根幹にかかわるようになってきている。2050年までにエネルギー移行の目標を達成するためには、エネルギー利用、技術変化および産業変化ならびにライフスタイルおよび消費パターンの変化の観点から、今後30年間にわたって急速な転換が求められる。カーボン・ニュートラルであるための課題は、我々の生活を構築する主要なシステムにおいて前例のない変革をもたらす可能性がある。したがって、今日の社会で作用している独立した原動力との関連において、これらの発展の社会的影響を予測することが不可欠である。研究開発部門は、これらの社会的課題を理解するために特殊なツールを開発し、これらの変化を理解しようと取り組む人間科学および社会科学の分野の研究者を雇用している。

- ・トレンド・ラボは、説明的、学際的、かつ協調的なシステムであり、社会的トレンドに焦点を当て、観察対象とすべき分野およびEDFグループにとって議論のテーマとなる課題を特定する。最終的に当ラボは、新たに発生したまたは基礎的な特定のトピックをさらに深く調査する。
- ・デザイン・ラボは、ユーザー体験をそのアプローチの中核に据えている。当ラボは、産業の提案やソリューションを開発するための様々なタイプのデザイン（産業、情報、サービス、戦略）に取り組んでいる。
- ・最後に、イノベーション・エコシステム（スタートアップ、ファブラボなど）との間で築かれてきた緊密な関係が、新しい共同のイノベーション実践を構想することを可能にしている。

④ EDFの研究開発パートナーシップ

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、研究開発部門は大規模な公的研究機関との間で包括協定を締結している。2019年には、契約の数および規模の両方において研究開発部門の最大のパートナーであるフランス国立科学研究センター（CNRS）との間の包括協定が5年の期間にわたって更新された。過去数年間にわたって研究開発部門はまた、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または欧州の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据える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Framatomeとの間の三者間契約が2017年に更新された。この共同研究は、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目標（特に産業的な目標）を基準にしており、かつ将来の原子力発電所の技術的構成要素を適用しながら実施されるプログラムを確立することを目的としている三者間機関において行われている。

研究開発部門はまた、イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）、海洋エネルギーおよび洋上風力発電に注力するフランス海洋エネルギーならびに電気モビリティに取り組むヴェデコムなどの「将来への投資」プログラムに基づいて導入された、エネルギー移行機関（ITE）に関与している。

EDFグループはまた、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。

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。

さらに、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・セキュリティに注力するEDFおよびTelecom Paris Techの共同研究所であるSEIDO、ドーフィネ大学、ENSAEおよび国立理工科大学（École Polytechnique）などの教育機関と共同で運営するエネルギー財政市場研究所などをはじめとするいくつかのパートナーシップが、パリ・サクレのキャンパスのエコシステムにおいて活動中である。

EDFの研究開発部門はまた、EDFと協力して世界の主要な原子力発電業者の多くをまとめる材料経年化を扱う国際研究センターである材料経年化研究所（MAI）を設立した。

国際的には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。

EDF Energy UK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。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2019年に、EDF Chinaおよびその事業ユニットの2025年戦略計画に定められた目標を十分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、ならびにより広く見れば電力、バイオマスならびに暖房および冷房のネットワークを組み合わせる地域の複数のエネルギー・プロジェクトなどの分野に焦点を当てている。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グループはこの数年間に米国内におけるEDFグループの開発を支援し、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センターを立ち上げた。この研究所の研究分野には、技術的およびデジタル的傾向の分析、市場設計ならびに米国内における当グループの新しい事業モデルの評価が含まれる。

シンガポールの研究開発センターは、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、当グループの様々なソリューションを販売することに注力している。2019年を通して、シンガポールにおける研究所は、シンガポール沖のセマカウ島における価格競争力のある再生可能エネルギーのマイクロ送電網のデモンストレーターからフィードバックを受けた。

⑤ Enedisの研究開発

Enedisの研究開発部門および革新プログラムは、配電網事業者が直面する主要な課題に対処することを目指す。かかる部門およびプログラムは、長期的なビジョンを構築することならびに画期的な技術および期待される新しいサービスを見い出すことに貢献し、同時に厳密に順守される時間枠において明確な産業ソリューションを設計する。かかる部門およびプログラムは、2つの主要な課題に専念している。すなわち、産業パフォーマンスの向上およびエネルギー移行の促進である。

産業パフォーマンスを向上させるために行われている取組みは、次の分野に重点を置いている。

- ・すべてのものに必要不可欠な産業資産の長期的なパフォーマンスを保証するために革新すること。
- ・ネットワーク情報を発達させること。
- ・technician 3.0を開発すること。
- ・顧客関係をデジタル革命に適応させること。

かかるプログラムのうち、エネルギー移行の促進を目指す部分は、次の分野に重点を置いている。

- ・電力システムの安全性を確保しながら、再生可能エネルギーおよび新たな用途の融合を促進すること。
- ・電気モビリティの展開を促進すること。

- ・データ管理ソリューションの整備。
- ・「スマート・テリトリー」プロジェクトの支援。

(2) 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

2019年末現在において、EDFのポートフォリオ（Enedisのポートフォリオを含む。）には、682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、1,933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、2019年に61件の特許申請を行った（2018年は59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資産を表す重要な要素であり、したがって、EDFのブランド、インターネット・ドメイン名およびロゴは、当グループのイメージを脅かすおそれがある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。

2019年末現在、EDFグループのブランドポートフォリオには、子会社自身のポートフォリオを除き、約548の名称が存在し、1,384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】

本書の「第2 3 事業の内容」を参照。

2【主要な設備の状況】

2019年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」、注記24「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」および注記25「グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産」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】

(2019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)*
—	3,103,621,086株	—

* フランス法の下では、授権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】

(2019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	3,103,621,086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】

(2019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
2019年 6月18日	40,701,950株 (増加)	3,050,969,626株	(増加)	1,525,484,813	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
2019年 12月17日	52,651,460株 (増加)	3,103,621,086株	(増加)	1,551,810,543	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。

	2019年12月31日		2018年12月31日		2017年12月31日	
	株式数	資本金(%)	株式数	資本金(%)	株式数	資本金(%)
フランス政府 ⁽¹⁾	2,593,960,583	83.58	2,518,498,450	83.67	2,444,361,086	83.50
機関および 一般投資家	463,147,431	14.92	453,361,661	15.06	444,381,189	15.18
従業員	41,630,134 ⁽¹⁾	1.34	34,679,546 ⁽²⁾	1.15	35,266,513	1.20
自己株式	4,882,938	0.16	3,728,019	0.12	3,430,016	0.12
合計	3,103,621,086	100.00	3,010,267,676	100.00	2,927,438,804	100.00

- (1) 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1.21%に相当する37,527,237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もしくはロックイン期間が終了して管理されている0.13%の株式に相当する約4.1百万株が含まれている。
- (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4.2百万株が含まれている。

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、Bpifrance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Bpifrance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2019年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

	2019年12月31日		2018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 ^(*)	2,593,960,583	83.58	2,518,498,450	83.67
欧州の機関投資家（フランスを除く。）	128,064,805	4.13	124,602,395	4.14
その他地域の機関投資家	196,362,093	6.33	201,203,349	6.68
フランスの機関投資家	74,924,143	2.41	68,798,317	2.29
民間による株式保有	63,796,390	2.05	58,752,599	1.95
従業員による株式保有	41,630,134	1.34	34,679,546	1.15
自己株式	4,882,938	0.16	3,728,019	0.12
合計	3,103,621,086	100.00	3,010,267,676	100.00

(*) EDF株式資本に対するフランス政府の投資には、2018年1月以降の、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。

2019年12月31日に政府（EDF株式資本に対するフランス政府の投資には、2018年1月以降の、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。）は、EDFにおいて2,593,960,583株および4,648,972,308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83.58%およびEDFの議決権の88.89%（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】

2019年12月31日現在、フランス政府は、EDFの資本の83.58%を保有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を必要とする意思決定を支配する権利を有している。

フランス政府を支配株主とす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。

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
2016年	2,741,877,687 ⁽²⁾	0.90 ⁽³⁾	2,105,349,378.42 ⁽⁴⁾	2017年6月30日
2017年	2,927,438,804	0.46 ⁽⁵⁾	1,341,187,189.41 ⁽⁶⁾	2018年6月19日
2018年	3,010,267,676	0.31 ⁽⁷⁾	933,556,364.41 ⁽⁸⁾	2019年6月18日

(1) 自己株式控除後。

(2) 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。

(3) 2016年の0.99ユーロは、増加配当金から利益を得る株式に対するものである。

(4) 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。

(5) 2017年の0.506ユーロは、増加配当金から利益を得る株式に対するものである。

(6) このうち、432,632,648.85ユーロは、当該年度の中間配当として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。

(7) 2018年の0.341ユーロは、増加配当金から利益を得る株式に対するものである。

(8) このうち、451,000,397.55ユーロは、当該年度の中間配当として2018年12月10日に全額現金で支払われた。2018年の配当の残額である482,555,966.86ユーロは2019年6月18日に支払われ、うち452,021,956.95ユーロの新株および30,534,009.91ユーロの現金から構成される。

2019年11月19日、EDFの取締役会は、1株当たり0.15ユーロの中間配当を支払う決定を行った。

2019事業年度の中間配当は、456,888,323.70ユーロであり、2019年12月17日に支払われた。

- ・株式による支払いは、403,310,183.60ユーロの剰余金および63.90ユーロの差額の支払いを伴う、1株当たり0.50ユーロの株式52,651,460株の発行に対応する26,325,730.00ユーロの増資を通じて行われた。
- ・現金による支払いは合計27,252,346.20ユーロとなった。

2020年2月13日の取締役会で、取締役会は、2019事業年度は1株当たり0.48ユーロの配当金（増額配当を除く。）を分配することを、2019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2020年5月7日開催の株主総会に提案することを決議した。2019年12月17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0.33ユーロであり、増額配当から利益を得る株式については1株当たり0.38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、2020年5月18日（同日を含む。）から2020年6月4日（同日を含む。）まで、行使することができる。遅くとも2020年6月4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2019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、2020年6月10日に支払われ、配当落期日は2020年5月14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、各株主について、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 【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1) 【コーポレート・ガバナンスの概要】

① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF規約（2020年1月に改正された規約。）を遵守する。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がフランス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 3（2）①（i）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 3（1）②（ii）業務執行管理の方法－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 3（4）①（i）（イ）（a）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
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、任命報酬およびガバナンス委員会に継承計画を確実に保持することを規定する。同委員会は、これまで会長兼最高経営責任者の継承計画をその業務に取り入れていない。	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の任命に関する条件は、特定の一連の規則の対象であり、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。しかし、会長兼最高経営責任者の継承は、2020年における任命報酬およびガバナンス委員会の業務に取り入れられる。	「第5 3（1）②（ii）業務執行管理の方法－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： 「(前略)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、取締役に割り当てられる出席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の出席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、取締役が任期中に受領する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、任期中に報酬を受領しない。さらに、フランス政府に推薦された公務員である取締役が任期中に受領する報酬は、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、取締役会会長も任期中に取締役としての報酬を受領しない。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 3 (4) ① (i) (ロ) 取締役の報酬総額」および「第5 3 (2) ④ 役員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、取締役会が定めたとおり、行使後のオプションまたは割り当てら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、任期中に取締役としての報酬を受領しない。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 3 (4) ① (i) (イ) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」および「第5 3 (4) ① (ii) ストック・オプションー無償株式」を参照。

取締役の任期中に支払われる報酬の配分に関する規則 勧告20.1： 当該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。」	取締役の任期中に支払われる報酬の重要な部分（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。任期中に支払われる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、かかる部分が割り当てられる総額の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 3（4）①（i）（ロ）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 3（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）。当該規則は、直近で2019年10月8日に改訂され、特に事業の成長および変革に関する2019年5月22日付法律第2019-486号（PACTE法）による一定の変更点を反映している。

（i）取締役の在任期間－取締役会の期差による再選

EDFの定款は取締役の任期を4年と規定している（「第5 3（2）①（i）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。

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。定款の当該規定に従い、2019年5月16日の株主総会は、取締役会の期差による再選の実施を可能にするために、取締役の任命および再選について審議し、特定の取締役を2年間の任期で、その他の取締役を4年間の任期で任命した。

株主総会により任命された取締役は、いつでも定時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（地方裁判所）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－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、2019年5月22日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に再選された。

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。当該規定に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2019年5月16日付省令により、2019年5月16日から2019年5月22日まで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 3（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、任命報酬およびガバナンス委員会委員長が議長を務める。

取締役会は、当社の活動の方向性を決定し、その遂行を監督するとともに、当社の活動の社会的問題および環境問題を考慮し、当社の利益のために行動する。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方向性を決定する。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、取締役会は、当社の円滑な運営に関係するすべての課題に取り組むことができ、取締役会での審議を通じてこれらの事項に対処する。

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）①（ii）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、取締役会が定める戦略に関連し、財政リスク、法的リスク、オペレーショナル・リスク、社会的リスクおよび環境リスクならびにその結果として講ずる措置を定期的に検討する。取締役は、この枠組みの中で、とりわけ気候変動に関連するリスクおよび機会ならびに当該リスクおよび機会による当グループの戦略および活動への影響を検討する。

取締役会は、当社が汚職および利益誘導を防止し、見抜くためのプログラムならびに無差別および多様性、特に当社の執行機関における男女平等の均衡に関する無差別および多様性を促進する方針を導入していることを保証する。フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当社の方針について毎年審議し、フランス労働法第L.2312-17条に従い、EDF中央企業委員会に提出される当社の戦略的方向性を定める。

取締役会内部規則に従い、取締役会は、必要に応じて当グループの上場会社のガバナンスに基づき、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向性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）。
- ・ 350百万ユーロを上回る金額、または、当該契約が当グループの新たな戦略の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、取締役会後に詳細な情報が報告されなければならない。）。

ー炭素、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 3（1）③（i）原子力監視委員会」を参照。）。

(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（現在在任しているかもしくは5年以内に在任していた）当社の執行役員が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重要な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、商業銀行員、投資銀行員もしくは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（継続性、経済的依存性および排他性等）は年次報告書に明確に記載されなくてはならない。

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年目の終了日に失われる。

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、当社の支配に参加しない限り、その独立性を認められる。上記にかかわらず、持分または議決権が10%の基準を超えた場合、取締役会は、任命委員会からの報告を受けて、当社の資本構成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問うものとする。

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、取締役会の構成員および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。

2019年2月7日の合同会議において、任命報酬委員会（現在は任命報酬およびガバナンス委員会。「第5 3（1）③取締役会の委員会」を参照。）ならびにガバナンスおよび企業の社会的責任委員会（現在は企業責任委員会）は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮し、株主総会により任命された取締役の独立性の状況を検討した。取締役会は、2019年2月14日の会議において、取締役の独立性について年次審査を行い、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が社外取締役に分類されることを確認した。

当該審査は、両委員会がAFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮し、2019年5月16日の株主総会でその任命が推薦された取締役の個々の状況を合同で検討した2019年4月2日の会議で完了した。両委員会の意見に基づき、2019年4月4日の取締役会は、クレメル氏およびプティコラン氏が当該規約に規定されている独立性の基準を満たしていると考え、両者を社外取締役として分類した。

2020年2月7日の会議において、任命報酬およびガバナンス委員会は、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検討した。

当該委員会は、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が会長兼最高経営責任者、すなわち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、任命報酬およびガバナンス委員会は、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、クレメル氏およびプティコラン氏の状況を検討した。特に、当該委員会は、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2019事業年度において当社と当該企業との間で記録された売上に基づく。）ならびに定性調査（当該企業における取締役の役職、取引関係の性質、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、当該委員会は、かかる取締役に關して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

当該委員会の勧告に従い、当社取締役会は、2020年2月13日の会議において取締役の独立性の年次審査を行い、ルウィネ氏、パリゾ氏、プディニ氏、クレメル氏およびプティコラン氏について、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。

2020年3月13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 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。

以下の表は、AFEP-MEDEF規約が規定する基準を考慮し、社外取締役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	最終分類
ブルーノ・クレメル	×	×	×	×	×	×	×	×	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
フィリップ・プティ コラン	×	×	×	×	×	×	×	×	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、任命報酬およびガバナンス委員会が毎年、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議論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議論する。

また、3年ごとに、上記審査を独立した外部のコンサルタントが行い、任命報酬およびガバナンス委員会がこれを監督している。

外部審査

直近の外部審査は、任命報酬およびガバナンス委員会の監視の下、入札後に選定された外部の専門企業によって2016年に実施された。したがって、当該委員会の業務に対する各取締役の個別貢献度が評価され、コンサルタントによって各取締役に對する個別かつ内密のフィードバックが行われた。

2019事業年度中に取締役会の構成員が大幅に変更されたことを勘案し、取締役会および委員会の外部審査を1年間延期したうえで、2020事業年度中に実施し、その代わり2019年12月に内部審査を実施することに決定した。

2019年年次審査

2019年年次審査は、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、変革を提案し、それぞれの2020事業年度への期待を共有することができる自由回答式の質問の両方を含む質問表を利用して内部で実施された。かかる質問表は、取締役により無記名で記入され、その後取締役会の事務局により分析される。かかる審査は、以下の分野が対象であった。

- ・取締役会および委員会の回数および所要時間
- ・業務計画、取締役会および委員会によって議論された議題ならびに提供された情報の評価
- ・取締役会の構成員の評価
- ・2019年の取締役会の戦略セミナーに対するフィードバック
- ・当社のガバナンスに対する個別意見
- ・2020年の最優先事項に関する期待および提案

かかる審査の結果は、2019年12月12日に開催された非公開の会議において発表され、議論された。

かかる審査の結果によって、取締役が概して取締役会および委員会の機能に満足していることが示された。会議の回数、業務計画および提出書類は、任務を遂行するために取締役会に提供された情報の全体的な水準と同様に、満足のいく適切なものであると判断された。特にの年次戦略セミナーは、取締役に好評であった。取締役会の構成員および多様性もまた、取締役会に委ねられた任務に適していると考えられる。

改善すべき分野として認められたものの中で、取締役は主に取締役会の所要時間および各会議の議題の項目数を減らすことを提案した。

最後に、取締役が2020年にさらに深く検討したい最優先事項は、財政状態および軌道の監督、戦略および見通しならびにパフォーマンスおよび価値創成の監督である。

(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。

最後に、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ならびに各取締役が所属する委員会の権限内にある特定の内容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。

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・プラットフォームを活用している。

(vii) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、当社の利益のために行うこと、利益相反（「第5 3（2）③（i）利益相反」を参照。）があれば取締役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、任期を勤勉にかつ責任感を持って全うすることならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守することを含む義務に従うことを規定している。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

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られる情報を要求する責任を負う。

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およびAFEP-MEDEF規約勧告に遵守していることを保証し、他社における役職について取締役会に随時報告する責任を負う。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) 2019年度における取締役会の活動

	2018年	2019年
会議の回数	9*	12*
平均出席率	92.0%	91.7%
会議の平均時間	3時間25分	2時間40分

*かかる会議の回数に加えて、1日限りの戦略セミナーも開催される。

以下の表は、2019事業年度中の取締役の個別の出席率を示している。

2019年12月31日現在在任中の取締役	2019年における平均出席率
ジャン・ベルナール・レヴィ	100%
ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス ⁽¹⁾	n/a
クレール・ボルドゥナーヴ ⁽²⁾	100%
ジャッキー・ショラン	100%
ブルーノ・クレメル ⁽³⁾	100%
フランソワ・ドラットル ⁽⁴⁾	100%
ジル・ドゥノワイエル ⁽³⁾	100%
カリーヌ・グランジェ ⁽²⁾	100%
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	100%
コレット・ルウィネ	75%
ローランス・パリゾ	83.3%
クレール・プディニ	100%
フィリップ・プティコラン ⁽³⁾	75%
ジャン・ポール・リニャック	100%
ヴァンサン・ロデ ⁽²⁾	100%
ミシェル・ルソー	91.7%
クリスチャン・タクシル	100%
マルタン・ヴィアル	91.7%

(1) 2019年に開催された最後の取締役会において選任された取締役。

(2) 2019年11月23日に就任した取締役。

(3) 2019年5月16日の株主総会後に就任した取締役。

(4) 2019年6月28日から取締役。

2019年に取締役会は、当社の通常の事業に関連する多数の事項に加えて、サンナゼール（フランス）およびNearth Gaoithe（スコットランド）の洋上風力タービンプロジェクトの最終投資決定、ヒンクリー・ポイントCおよびフラマンビル3のプロジェクトの進捗ならびにジャン・マルタン・フォルツ氏によって実施されたフラマンビルEPRプロジェクトの検討結果、フランスおよび英国における新たな原子力の見通し、フェッセンハイムの原子力発電所の早期閉鎖に関するフランス政府によるEDFへの補償金の和解契約、Enedisが行うLinkyプログラムおよび「グラン・カレナージュ」プロジェクトの進捗、Edisonによるプレゼンツァーノ（イタリア）における高効率のコンバインド・サイクル・ガス発電所の建設プロジェクトならびにEdisonの探鉱および生産事業の計画的な売却、2019年に計画された従業員のみを対象とした株式の売出し、当グループの2018年の安全衛生点検、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統治機関における女性の割合について当グループ

が設定した目標、ならびにフランス原子力安全・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2018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、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、発電技術に係るコストを変更する見通し、EDFの欧州における同等の戦略、法規制の環境の変更によりEDFが直面する課題ならびに既存の原子力発電所に関する規制について議論した。

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、企業責任委員会ならびに任命報酬およびガバナンス委員会である。

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。2019年10月8日に取締役会が承認した内部規則の直近の改訂において、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会の任務は任命報酬委員会に移管された。その後、両委員会はそれぞれ企業責任委員会ならびに任命報酬およびガバナンス委員会に改名された。

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。

2020年3月13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、ジル・ドゥノワイエル氏
- ・企業責任委員会については、クレール・プディニ氏
- ・任命報酬およびガバナンス委員会については、コレット・ルウィネ氏

各委員会の委員、任務および活動については、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権限内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、各委員会の権限内の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。

2019年における委員会全体の平均出席率は92.9%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) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2020年3月13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委員

ジル・ドゥノワイエル	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
カリーヌ・グランジェ	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
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
ヴァンサン・ロデ	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

ドゥノワイエル氏は、2019年5月16日から原子力監視委員会委員長に就任した。グランジェ氏およびロデ氏は、2019年11月23日から当該委員会の委員となった。

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、2019年11月19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、簿外の専用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。

2019年の活動

	2018年	2019年
会議の回数	4	3
平均出席率	79.2%	94.4%
会議の平均時間	1時間52分	2時間45分

以下の表は、2019年12月31日現在在任の原子力監視委員会による2019事業年度の個別の出席率を示す。

原子力監視委員会の委員	2019年における平均出席率
ジル・ドゥノワイエル	100%
カリーヌ・グランジェ*	n/a
マリー・クリスティーヌ・ルブティ	100%
コレット・ルウィネ	100%
ヴァンサン・ロデ*	n/a
ミシェル・ルソー	100%

*2019年に開催された最後のNCMC会議後に就任した取締役。

2019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、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、第1世代の原子力発電所の廃炉計画の進捗状況ならびに地層処分産業センター（Cigéo）および活性化廃棄物処理貯蔵施設（ICEDA）のプロジェクト（「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。）について検討した。監査委員会は、原子力監視委員会に原子力負債の監査アプローチを発表した。最後に、原子力監視委員会は、取締役会の決定前にNCFECの構成員について勧告された変更を検討した。

（ii）戦略委員会

構成員

以下の表は、2020年3月13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。

戦略委員会の委員		
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
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
フランソワ・ドラットル	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
カリーヌ・グランジェ	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
フィリップ・プティコラン	委員	株主総会により任命された社外取締役
ヴァンサン・ロデ	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

プティコラン氏は、2019年5月16日から戦略委員会の委員となった。グランジェ氏およびロデ氏は、2019年11月23日から戦略委員会の委員となった。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的方向性、特に、フランス政府によって定められた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）①（ii）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）①（ii）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。

2019年の活動

	2018年	2019年
会議の回数	3	3
平均出席率*	92.6%	96.3%
会議の平均時間	2時間45分	3時間5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、2019年12月31日現在在任の戦略委員会による2019事業年度の個別の出席率を示す。

戦略委員会の委員	2019年における平均出席率
ジャン・ベルナール・レヴィ	100%
ジャッキー・ショラン	100%
フランソワ・ドラットル	100%
カリーヌ・グランジェ	100%
ローランス・パリゾ	100%
フィリップ・プティコラン	67%
ヴァンサン・ロデ	100%
クリスチャン・タクシル	100%
マルタン・ヴィアル	100%

2019年において、戦略委員会は、EDF Renewablesの業績および目標、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に関する公開討論によって生じるEDFの課題、当グループの研究開発方針、2020年－2022年中期計画の主要な前提、ジャン・マルタン・フォルツ氏によるフラマンビルEPRプロジェクトに関する報告後の行動計画等について検討した。

また、戦略委員会は、当グループの組織を再検討するために進行中である作業の進捗状況についても検討した（「第2 3（1）③（i）戦略および組織」を参照。）。

(iii) 企業責任委員会

2019年10月8日に承認された内部規則の直近の改訂において、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会のガバナンスの問題に関する任務は任命報酬委員会に移管され、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会は企業責任委員会ならびに改名された（下記「第5 3（1）③（iv）任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。）。

構成員

以下の表は、2020年3月13日現在の企業責任委員会の構成員の概要である。

企業責任委員会の委員		
クレール・プディニ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
クレール・ボルドゥナーヴ	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
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
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役

プディニ氏は、2019年5月16日から企業責任委員会委員長に選任された。ボルドゥナーヴ氏およびロデ氏は、2019年11月23日から企業責任委員会の委員となった。

委員数	5
社外取締役の人数	2
社外取締役の割合*	100%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

企業責任委員会は、当グループの戦略について、倫理、コンプライアンスおよび企業責任の観点から、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、気候変動に関連する課題を当社がどのように考慮するかについて検討する。同委員会は、監査委員会と合同で、これらの分野における主要なリスクの特定および管理を行い、法規制の規定に遵守するためのプログラムの存在を確認する。

企業責任委員会の任務において、同委員会は、とりわけフランス商法に基づき、経営報告書に含まれる非財務実績報告書に関する情報を検討し、監査委員会と合同で、年次倫理・コンプライアンス報告書、EDFの仲介業者の年次報告書ならびにフランス原子力安全・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年次報告書（「第2 3（2）①（v）（i）（b）水力発電の安全性」を参照。）に関する情報を検討する。

同委員会は、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取締役会に意見を提出する。

同委員会は、その権限内の分野について、意見、提案および勧告を取締役に提出することができる。

2019年の活動

	2018年	2019年
会議の回数	7*	8*
平均出席率	92.9%	87.5%
会議の平均時間	1時間32分	1時間20分

*任命報酬委員会との2回の合同会議を含む（2019年10月8日以前）。

以下の表は、2019年12月31日現在在任の企業責任委員会による2019事業年度の個別の出席率を示す。

企業責任委員会の委員	2019年における平均出席率
クレール・プディニ	100%
クレール・ボルドゥナーヴ	100%
ジャッキー・ショラン	100%
ローランス・パリゾ	50%
ヴァンサン・ロデ	100%

2019年において、企業責任委員会は、フランス原子力安全・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2018年報告書、2018年の経営報告書に含まれているガバナンスに関する項目、2018年の「My EDF」調査の結果、社会的責任のある業務委託、EDFと原子力業界におけるサービス事業者との関係および購入プロセスにおける企業の社会的責任、EDFの仲介業者による2018年の報告書、EDFの職業上の平等および同一賃金に関する方針および審査ならびに当グループが設定した統治機関の女性の割合に関する目標、当グループの2018年の安全衛生点検、2018年の倫理・コンプライアンス審査および2019年の優先事項、取締役会内部規則の改訂計画、EDFの非財務格付けの結果ならびに当グループのマテリアリティ・マトリックスの見直しを検討した。

さらに同委員会は、取締役の独立性の審査を中心とした任命報酬委員会との合同会議を2回開催した。

(iv) 任命報酬およびガバナンス委員会

2019年10月8日に承認された取締役会内部規則の改訂において、ガバナンスおよび企業の社会的責任委員会のガバナンスの問題に関する任務は任命報酬委員会に移管された。任命報酬委員会は、任命報酬およびガバナンス委員会に改名された。

構成員

以下の表は、2020年3月13日現在の任命報酬およびガバナンス委員会の構成員の概要である。

任命報酬およびガバナンス委員会の委員

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
カリーヌ・グランジェ	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
マルタン・ヴィアル	委員	フランス政府を代表する取締役

ルウィネ氏は、2019年5月16日から任命報酬およびガバナンス委員会委員長に任命され、プディニ氏は、同日に委員となった。グランジェ氏は、2019年11月23日から任命報酬およびガバナンス委員会の委員となった。

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

任命報酬およびガバナンス委員会は、任命に関して、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、潜在的な候補者の選定方法を監督し、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、取締役に応用される多様化政策の定義および改訂について、取締役会に提案する。同委員会は、当該政策の導入およびその成果を監視する。任命報酬およびガバナンス委員会は、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。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（会長兼最高経営責任者の継承に関する業務を除く。）に携わる。

任命報酬およびガバナンス委員会は、報酬に関して、フランス商法第L.225-37-2条に言及される役員の報酬方針ならびに会長兼最高経営責任者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、これらについての意見書を提出する。同委員会は、審議のために取締役会にかかる意見書を提出する。同委員会委員長は、フランス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450,000ユーロの上限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の任務の対価として取締役に割り当てるために株主総会が設定した総額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。

任命報酬およびガバナンス委員会は、ガバナンスに関して、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規約に規定される原則および規則の導入を保証する。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。任命報酬およびガバナンス委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能の審査を行い、3年に1回独立した外部コンサルタントが実施する正式な審査を監督する。同委員会は、毎年、取締役の独立性について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、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。同委員会は、同委員会が認識したかまたは同委員会に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。

2019年の活動

	2018年	2019年
会議の回数	4*	9*
平均出席率	100%	86.1%
会議の平均時間	53分	24分

*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（2019年10月8日以前）。

以下の表は、2019年12月31日現在在任の任命報酬およびガバナンス委員会による2019事業年度の個別の出席率を示す。

任命報酬およびガバナンス委員会の委員	2019年における平均出席率
コレット・ルウィネ	100%
カリーヌ・グランジェ	100%
クレール・プディニ	100%
マルタン・ヴィアル	75%

2019年において、任命報酬およびガバナンス委員会は、取締役会の再選方法および取締役に適用される多様化政策を勘案し、2019年5月16日の株主総会に向けた推薦候補者の検討を中心とした会議を数回開催した（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。これについて、同委員会は、候補者を探すために外部の専門顧問の協力を得た。同委員会は、役員の報酬方針、取締役に適用される多様化政策および取締役の委員会の構成員の変更についても検討した。

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2019事業年度の会長兼最高経営責任者の報酬設定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、取締役の独立性の審査を中心した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

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、必要に応じて当グループの上場子会社のガバナンスに従い、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売却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。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。

2020年3月13日現在、執行委員会は、執行役員12名および秘書役で構成されていた。

(2) 【役員の状況】

(2020年6月29日現在)

男性役員の数	女性役員の数	役員に占める女性の割合
10	8	44.44%

① 取締役会の構成員および機能

(i) 取締役会の構成員

フランス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。）および社会・経済中央委員会委員長は、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、フランス・エネルギー法第L.311-5-7条に従い、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）①（ii）フランスにおける公共サービス」を参照。）。

2019年1月1日から本書提出日現在までに、以下の取締役会の構成員に変更がなされた。

氏名（名・姓）	取締役／分類	事象	事象の日付
アンヌ・リゲ	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	任命	2019年5月16日の株主総会
ブルーノ・クレメル	株主総会により任命された取締役	任命	2019年5月16日の株主総会
ジル・ドゥノワイエル	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	任命	2019年5月16日の株主総会
フィリップ・プティコラン	株主総会により任命された取締役	任命	2019年5月16日の株主総会
モーリス・グルドー・モンターニュ	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	辞任	2019年6月28日
フランソワ・ドラットル	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	グルドー・モンターニュ氏の後任として取締役会により任命	2019年6月28日
クリスティーヌ・シャボティ	従業員により選任された取締役	任期の終了	2019年11月22日
クリストフ・キュビリエ	従業員により選任された取締役	任期の終了	2019年11月22日
マリー・エレヌ・メイリン	従業員により選任された取締役	任期の終了	2019年11月22日
クレール・ボルドゥナーヴ	従業員により選任された取締役	就任*	2019年11月23日
カリーヌ・グランジェ	従業員により選任された取締役	就任*	2019年11月23日
ヴァンサン・ロデ	従業員により選任された取締役	就任*	2019年11月23日
アンヌ・リゲ	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	辞任	2019年12月16日
ヴェロニック・バダグ・アミルユス	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	リゲ氏の後任として取締役会による任命	2019年12月18日

*取締役会における従業員を代表する取締役の選任は、2019年6月7日から13日まで行われ、2019年11月23日に就任した。

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、モーリス・グルドー・モンターニュ氏およびジャン・ベルナール・レヴィ氏の任期も、2019年5月16日の株主総会にて延長された（下記取締役の個人情報の表を参照。）。

フランソワ・ドラットル氏およびヴェロニック・ベダーグ・アミルス氏の暫定的な任命は、2019年に取締役会に承認され、2020年5月7日の株主総会において承認された。また、クレール・プディニ氏の取締役としての任期を、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ために招集される株主総会後に満了となるよう3年間延長する旨の勧告も株主総会において承認された。4年間に定められた取締役の法定任期の例外として、定款第13条第Ⅲ項に従い、2019年に導入された取締役の交代制を維持するためにプディニ氏の任期を3年間とすることが推奨される（「第5 3（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。）。

男女比率の均衡－多様化政策

取締役会における女性の割合

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、取締役（従業員を代表する取締役を除く。）の50%であり、全体の取締役の44.44%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、特に社外取締役の割合および多様性の観点から、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。取締役会は、年齢、性別または専門的な資格および経験等の基準に関して、取締役に適用される多様化政策を定める。

ガバナンスに関する課題を担当する委員会の意見に基づき、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、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。取締役会の構成員において良好なバランスを実現するために、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判断した。

以下の表は、2019年5月16日の株主総会に取締役の候補者が提出された際に導入され、当該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。

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54歳から74歳であり、平均年齢は61歳である。	取締役会は、現在の平均年齢に満足しており、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。）。 取締役会の平均年齢は、2019年5月16日の株主総会後に63歳から61歳に下がった。
平等	現在、取締役会には8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、女性の比率は50%である（有給の取締役を除く。）。	取締役会は、2018年2月時点の女性の比率（41.7%）に満足しているが、取締役に変更があった場合に女性の人数を増やす可能性がある。かかる比率は、2019年5月16日の株主総会後に50%に増加した。

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、こ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。 2019年5月16日の株主総会で取締役が任命を推薦した候補者は、大企業の経営幹部、国際レベルの産業および金融分野における能力を有している。
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みなしたが、構成員が変更された場合にかかる目標を見直す権利を有する。一方で、取締役会は、国際的な経験を有する取締役の十分な割合を保持することに決定した。 2019年5月16日の株主総会で取締役が任命を推薦した候補者の数名は、国際的な経験を有している。
独立性	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、現在の社外取締役の割合に満足しており、取締役会においてかかる割合を維持したいと考え、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。 社外取締役の割合は、2019年5月16日の株主総会後も41.7%で維持された。

EDFグループの統治機関における女性の割合

本書提出日現在、執行委員会には女性2名を含む12名が在籍し、女性の割合は16.6%であり、この割合は2016年から増加している（「第5 3（2）②（i）執行委員会の構成員」を参照。）。

会長兼最高経営責任者は、当グループ会社の統治機関および取締役会の女性の割合を増加させるためにいくつかの措置を導入した。EDFの各執行役員は、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する。さらに、「タレント（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。

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。

最高責任を担う役職の10%における多様性の結果として（フランス商法第L.225-37-4条第6項）、2018年末時点（2020年3月13日現在、2019年のデータは入手できない。）では女性が最高責任を担う役職の10%において27%超、管理職において31%、執行委員会において（2012年における20%未満と比較して）25%在籍していた。役員について、継承計画は体系的に多様である。

当該イニシアチブに続き、当グループは、「ガラスの天井」を取り除き、女性マネージャーが執行委員会およびその役職に就任することを可能にするために執行委員会が導入した計画であるアンビション・ミクステ（*Ambition Mixité*）（すなわち多様化目標）を通して、2019年にいくつかの確約を行った。かかる目標は、執行委員会の女性の割合が2023年に28%（2019年末には27.3%）に達すること、執行役員および将来の執行役員の女性の割合が2030年に28%であることならびに最後に、EDFによって任命された取締役のうち40%が女性であることを目標として、当グループ子会社の取締役会の多様性を高めることである。2020年以降、アンビション・ミクステ（*Ambition Mixité*）計画の結果はEDFの取締役会に提出される。

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	65	男性	Fr ⁽¹⁾	0	2	なし	2014年11月23日	2023年株主総会 ⁽²⁾	5.15		戦略委員会委員長
株主総会により任命された取締役											
ブルーノ・クレメル	54	男性	Fr	0	1	あり	2019年5月16日	2023年株主総会	1未満		監査委員会の委員
コレット・ルウィネ	74	女性	Fr	1,929	5	あり	2014年4月11日	2021年株主総会 ⁽³⁾	5.76		任命報酬およびガバナンス委員会委員長／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	60	女性	Fr	137	1	あり	2014年11月23日	2021年株主総会	5.15		戦略委員会の委員／企業責任委員会の委員
クレール・プディニ	54	女性	Fr	0	1	あり	2016年5月12日	2023年株主総会	3.68		企業責任委員会委員長／任命報酬およびガバナンス委員会の委員
フィリップ・ブティコラン	67	男性	Fr	10	3	あり	2019年5月16日	2023年株主総会	1未満		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											
ヴェロニック・ベダーグ・アミリュス	56	女性	Fr	0	1	なし	2019年12月18日	2023年株主総会	1未満		
フランソワ・ドラットル	56	男性	Fr	0	1	なし	2019年6月28日	2021年株主総会	1未満		戦略委員会の委員
ジル・ドゥノワイエール	65	男性	Fr	0	1	なし	2019年5月16日	2023年株主総会	1未満		原子力監視委員会委員長
マリー・クリスティーン・ルプティ	58	女性	Fr	0	1	なし	2012年5月7日	2021年株主総会	7.69		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	62	女性	Fr	0	1	なし	2016年9月30日	2021年株主総会	3.29		原子力監視委員会の委員
フランス政府を代表する取締役											
マルタン・ヴィアル	66	男性	Fr	0	3	なし	2015年9月9日	2022年11月20日	4.35		任命報酬およびガバナンス委員会の委員／戦略委員会の委員
従業員により選任された取締役											
クレール・ボルドゥナーヴ	57	女性	Fr	0	1	なし	2019年11月23日	2023年11月22日	1未満		企業責任委員会の委員
ジャッキー・ショラン	60	男性	Fr	294	1	なし	2014年11月23日	2023年11月22日	5.15		監査委員会の委員／戦略委員会の委員／企業責任委員会の委員

カリーヌ・ グランジェ	52	女性	Fr	25	1	なし	2019年11月23 日	2023年11月22日	1未満	原子力監視委 員会の委員／ 任命報酬およ びガバナンス 委員会の委員 ／監査委員 会の委員
ジャン・ ポール・ リニャック	57	男性	Fr	0	1	なし	2007年11月1 日	2023年11月22日	12.21	監査委員会の 委員
ヴァンサン・ ロデ	54	男性	Fr	1,873	1	なし	2019年11月23 日	2023年11月22日	1未満	監査委員会の 委員／企業責 任委員会の委員 ／原子力監 視委員会の委員 ／戦略委員 会の委員
クリスチャン・ タクシル	44	男性	Fr	1,263	1	なし	2014年11月23 日	2023年11月22日	5.15	監査委員会の 委員／戦略委 員会の委員

(*) 2020年1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。

（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（65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⁽²⁾

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ム・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ム・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。ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日よりEDF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

2019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	L
取締役会会長	Edison	イタリア	G/L
取締役	EDF Energy Holdings	英国	G
取締役	EDF Renewables (旧 EDF Énergies Nouvelles)	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	L
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 (<i>Conseil français de l'énergie</i>)	フランス	
取締役	France Industrie	フランス	
理事	FIPA－革新的な研修のための財団法人 (<i>Fondation Innovations pour les Apprentissages</i>)	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 (<i>Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire</i>)	フランス	

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

- ・ Institut Mines-Télécom (旧Institut Télécom) 取締役会会長
- ・ パスツール研究所理事
- ・ Vinci取締役

フランス国外

- ・ Edison取締役会会長
- ・ Eurelectric取締役会副会長
- ・ EDF Energy Holdings取締役会会長

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

- (1) ジャン・ベルナール・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。
- (2) ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、2019年5月16日付省令に基づき2019年5月16日付で暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2019年5月22日付フランス共和国大統領令に基づき、当社の会長兼最高経営責任者に任命された。

ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス（56歳）

当社における役職 パリ政治学院（IEP）、国立経済商科大学院（ESSEC）のビジネス・スクールおよび国立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12月18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

Nexityグループにおける「企業顧客および地方自治体顧客」部門担当の最高経営責任者代理を務めている。同氏は、2018年3月からNexity Immobilier d'Entrepriseの会長兼最高経営責任者でもある。同氏は、2017年に書記長および執行役員としてNexityグループに入社した。Nexityグループに入社する前、ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス氏は、上級公務員としての経歴を有していた。当該経歴には、ワシントンにおける国際通貨基金のエコノミスト（1994年から1997年まで）、ローラン・ファビウス経済・財務・産業大臣の顧問（2000年から2002年まで）、パリ市の最高財務責任者（2002年から2007年まで）、ベルトラン・ドラノエ氏の下でのパリ市の事務局長（2008年から2014年まで）およびマニユエル・ヴァルス首相の首席補佐官（2014年から2016年まで）としての期間が含まれる。

保有株式数
0

2019年における職務および役職

社外における主要な役職

国籍
フランス

- ・ Nexityグループ「企業顧客および地方自治体顧客」部門担当最高経営責任者代理
- ・ Nexity Immobilier d'Entreprise会長兼最高経営責任者

職務／役職 ⁽¹⁾	所属	国
最高経営責任者代理	Nexity	フランス
会長兼最高経営責任者	Nexity Immobilier d'Entreprise	フランス
取締役会会長	Nexity Property Management	フランス
最高経営責任者代理	Villes et Projets	フランス
戦略委員会委員	Bureaux à Partager	フランス
会長	Neximmo 78	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

- ・ Nexity Property Management最高経営責任者
- ・ Nexity企業財団理事
- ・ Neximmo 78法定代理人、Costame最高経営責任者代理
- ・ Neximmo 78法定代理人、Moreau Experts最高経営責任者代理
- ・ Neximmo 78法定代理人、Maestro Ingénierie最高経営責任者代理

G：EDFグループ会社／L：上場会社

- (1) ベダーグ・アミルユス氏は、Nexityグループ企業の法定代理人としてNexityグループにおいて複数の役職に就いている。同氏は、SAS Ywood、SNC FI Développement、SCCV Lesquin Buro および SAS Tereneo における Nexity Immobilier d'Entreprise の法定代理人、SNC Aménagement Charras における Villes et Projets の法定代理人ならびに Service Personnel、Accessite、Hiptown、Nexity Solutions Digitales、Costame、Moreau Experts、Maestro Ingénierie、Nexity Contractant GénéralおよびL'Etoile Property ManagementにおけるNeximmo 78の法定代理人である。

ブルーノ・クレメル（54歳）

当社における役職 株主総会により任命され た取締役	パリ中央学校（École Centrale de Paris）、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。ブルーノ・クレメル氏は、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フランスの経済・財務・産業省に入省し、とりわけ複数の公的銀行および公的保険会社の民営化を調整した。同氏は、1998年から2000年までKeringグループにおいて戦略計画担当の執行役員、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年までローラン・ファビウス経済・財務・産業大臣の首席補佐官であった。2002年から2006年までは、FNACの会長兼最高経営責任者を務めた。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役員を務め、とりわけMaisons du MondeおよびPromovacancesの取得を監督した。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月にジェネラル・パートナー兼最高経営責任者代理として投資ファンドのPartechに入社した。
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	

保有株式数
0

2019年における職務および役職
社外における主要な役職
・Pertechのジェネラル・パートナー兼最高経営責任者代理

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
最高経営責任者代理	Partech	フランス
取締役	Made.com	英国
取締役	Evaneos	フランス
取締役	M-Files	フィンランド
取締役	Exporo	ドイツ
取締役会会長	Ataris	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
・EcoVadis取締役
・NA-KD取締役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

フランソワ・ドラットル (56歳)

当社における役職 パリの政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）を卒業。フランソワ・ドラットル氏は、1989年にドイツのフランス大使館における二等書記官としてキャリアを始めた。1991年から1993年までフランス外務省の外交戦略課および軍縮課にて2年間勤めた後、1993年にアラン・ジュペ外務大臣の防衛および欧州・太平洋安全保障担当の特別顧問に就任し、その後、1995年から1998年までフランスのジャック・シラク大統領の外交チームにおいてかかる問題の責任者となった。同氏は、1998年にワシントンのフランス大使館の広報サービス部長に任命され、2002年にドミニク・ド・ビルパン外務大臣の官房長、その後、2004年にニューヨークのフランス総領事に任命された。同氏は、2008年から2011年まではカナダのフランス大使、2011年から2014年までは米国のフランス大使を務め、その後、2014年9月に国際連合フランス常駐代表に任命された。同氏は、2019年7月1日からフランス欧州・外務省の事務局長に就任している。

取締役会に任命された日 2019年6月28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 2019年における職務および役職
戦略委員会の委員 社外における主要な役職
・フランス欧州・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	Orano	フランス
長官	フランス国家身分証明書保管 庁 (Agence Nationale des Titres Sécurisés)	フランス
委員長	美術品登録証明委員会 (Commission de Récolement des Dépôts d'Œuvres d'Art)	フランス
理事	国立行政学院 (ENA)	フランス
取締役	France Médias Monde	フランス
理事	アンスティチュ・フランセ (Institut Français)	フランス
局長	フランス難民・無国籍者保護 局 (Office français de protection des réfugiés et apatrides)	フランス
理事	ソルボンヌ大学アブダビ校	フランス
所長	フランス国防高等研究所 (Institut des hautes études de défense nationale)	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
該当なし

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ジル・ドゥノワイエル（65歳）

当社における役職 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、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

保有株式数 0

2019年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・DexiaおよびDexia Crédit Localの取締役会会長

国籍

フランス

職務／役職	所属	国
取締役会会長	Dexia	ベルギー
取締役会会長	Dexia Crédit Local	フランス
取締役	TrustBk	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

- ・HSBC France取締役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（58歳）

当社における役職 同氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立行政学院（ENA）を卒業。
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 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アラン・ジュベ首相の事務所に入所し、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年に経済・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・財務大臣および行動・公会計大臣に所属している。

取締役会に任命された日 2012年5月7日

直近で再任された日 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

2019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

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
リスクおよび内部統制委員会の委員	オートゥイユ実習財団 (<i>Fondation des Apprentis d'Auteuil</i>)	フランス
理事	パリ政治学院（IEP）	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

・フランス政治学会（*Fondation Nationale des Sciences Politiques*）（FNSP）理事

G：EDFグループ会社／L：上場会社

コレット・ルウィネ（74歳）

当社における役職 高等師範学校（*École Normale Supérieure*）を卒業し、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得。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（*Académie des Technologies*）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。

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

2019年における職務および役職
社外における主要な役職
・専務取締役

その他の役職

任命報酬およびガバナンス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

職務／役職	所属	国	
取締役	Bouygues	フランス	L
取締役	Nexans	フランス	L
取締役	Getlink（旧Eurotunnel）	フランス	L
取締役	CGG	フランス	L

保有株式数
1,929株⁽¹⁾

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

国籍
フランス

・TDF取締役会会長
・Ingenico取締役

フランス国外

・Crompton Greaves（インド）取締役
・TGS Nopec（ノルウェー）取締役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

(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（60歳）

当社における役職 ナンシー第2大学（*Université Nancy II*）において公法の修士学位を取得し、政治学院（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Citibank Franceの会長兼業務執行取締役役に任命された。ローランス・パリゾ氏は、2005年から2013年までMEDEF（フランス企業運動）の会長を務めた。同氏は、FivesおよびFoxintelligenceの取締役ならびにフランス政治学会（*Fondation Nationale des Sciences Politiques*）（FNSP）の理事を務めている。

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

2019年における職務および役職
社外における主要な役職
・Citibank France会長兼業務執行取締役

その他の役職

監査委員会および企業責任委員会の委員

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

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
・BNP Paribas取締役
・Fives監査役
・Michelin監査役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

クレール・プディニ（54歳）		
当社における役職 株主総会により任命された取締役	HEC経営大学院のビジネス・スクールを卒業し、パリ高等商業学校（ESC Paris）のビジネス・スクールよりメディア・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。クレール・プディニ氏は2010年から2016年までArkemaの取締役を務めた。2010年6月から同氏は、Saint-Gobainグループにおける人事部担当上級部長を務めた。同氏は、2019年1月から人事部・デジタル変革担当上級部長に就いている。	
取締役会に任命された日 2016年5月12日		
直近で再任された日 2020年5月7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 企業責任委員会委員長ならびに任命報酬およびガバナンス委員会の委員	2019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	
	職務／役職	所属 国
保有株式数 0	該当なし	
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 ・ Arkema取締役	
G：EDFグループ会社／L：上場会社		

フィリップ・プティコラン (67歳)

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役に任命された日
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
10株

国籍
フランス

数学科を卒業し、パリのビジネス開発学校 (CPA Paris) のビジネス・スクールを卒業。フィリップ・プティコラン氏 (67歳) は、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た。1984年に輸出マネージャーとしてFilotexに戻った。販売マネージャー代理として1988年にLabinalに入社後、航空システム部門における販売およびマーケティングのマネージャーに任命され、1995年に同部門のジェネラル・マネージャーに就任した。同氏は1999年から2001年までLabinalのFiltrauto部長を務め、ValeoによるFiltrautoの取得後は摩擦材料部長を兼任した。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。同氏は、2011年から2013年までSafranの防衛およびセキュリティ事業の会長兼最高経営責任者ならびにSafran Electronics & Defenseの会長兼最高経営責任者に任命された。2013年7月から2015年7月までは、Safran Identity & Securityの会長兼最高経営責任者を務めた。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、同日に「欧州航空宇宙防衛工業会」(ASD) の理事に就任した。同氏は、2015年にフランス航空宇宙工業会 (GIFAS) の副会長に任命され、2015年からBelcan Corporationの取締役であり、2019年11月からPernod Ricardの取締役である。

2019年における職務および役職

社外における主要な役職

- ・ Safran常務取締役

職務／役職	所属	国	
常務取締役	Safran	フランス	L
取締役	Safran	フランス	L
取締役	Pernod Ricard	フランス	L
取締役	Belcan Corporation	米国	

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

- ・ Safran Identity & Security会長
- ・ Safran Identity & Security North America会長
- ・ Morpho Detection International会長
- ・ Safran Identity & Security USA取締役
- ・ Safran Identity & Security GmbH監査役

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

ミシェル・ルソー（62歳）		
当社における役職	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。ミ	
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	シェル・ルソー氏は、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	
取締役会に任命された日	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	
2016年9月30日	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。同氏は経	
	済・財務・産業省において、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	
直近で再任された日	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	
2019年5月16日	当した。その後同氏は、フランスのエコロジー・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	
任期満了日	発委員会の副委員長を務めた。2011年、同氏はセーヌ・ノルマンディ水管理庁長官に任	
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	命され、その後、2016年に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）の会長を務めた。ミシェル・ルソー氏は、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、2018年8月より国立環境・農業科学技術研究所（IRSTEA）の理事に就任してい	
	る。	
その他の役職		
原子力監視委員会の委員		
保有株式数	2019年における職務および役職	
0	社外における主要な役職	
	・フランス地質・鉱山調査局（Bureau de recherches géologiques et minières）	
国籍	（BRGM）会長	
フランス		
	職務／役職	所属 国
	会長	フランス地質・鉱山調査局 フランス
		（Bureau de recherches géologiques et minières）
		（BRGM）
	理事	国立環境・農業科学技術研究 フランス
		所 （Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement）（IRSTEA）
	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フランス総協議会のオー・ド・フランス地域環境	
	当局（MRAe）会長	

G：EDFグループ会社／L：上場会社

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（66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

任命報酬およびガバナンス委員会ならびに戦略委員会の委員

保有株式数

0

国籍

フランス

2019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監督庁長官

職務／役職	所属	国
取締役	Renault	フランス
取締役	Air France KLM	フランス
取締役	Bpifrance	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

・Sicav Libertés et Solidarités会長

・Thales取締役

フランス国外

該当なし

G：EDFグループ会社／L：上場会社

従業員により選任された取締役

クレール・ボルドゥナーヴ (57歳)

当社における役職

従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日

2019年11月23日

任期満了日

2023年11月22日

その他の役職

企業責任委員会の委員

保有株式数

0

国籍

フランス

国立経済商科大学院 (ESSEC) のビジネス・スクールを卒業し、フランス国立原子力科学技術学院 (INSTN) において 2 年の修士号を取得。クレール・ボルドゥナーヴ氏は、1988年にGaz de Franceの経済・販売局のビジネス・エンジニアとして電力およびガス業界におけるキャリアを開始した。同氏は、フランス国内外におけるプロジェクト開発および交渉ならびに戦略および経済の研究を担当した。同氏は、現在EDFグループの戦略部門における研究を担当し、2011年からエネルギー高等評議会 (Conseil supérieur de l'énergie) の理事および2018年から経済・社会・環境評議会 (Conseil économique, social et environnemental) の理事として務めており、イル・ド・フランス地域の経済・社会・環境評議会の環境およびエネルギー移行委員会委員長である。クレール・ボルドゥナーヴ氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。

2019年における職務および役職

当社における主要な役職

・ EDFグループ戦略部門の上級アナリスト

職務／役職	所属	国
委員長	イル・ド・フランス地域の経済・社会・環境評議会の環境およびエネルギー移行委員会	フランス
理事	経済・社会・環境評議会 (Conseil économique, social et environnemental)	フランス
理事	エネルギー高等評議会 (Conseil supérieur de l'énergie)	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

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

ジャッキー・ショラン (60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。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の原子力発電所・火力発電所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年からエネルギー高等評議会の理事に就任している。

取締役会へ任命された日 ジャッキー・ショラン氏は2004年9月から2009年11月までEDFの取締役を務め、2014年に再任された。同氏は、Force Ouvrière (FO) 労働組合の推薦を受けている。

直近で再任された日

2019年11月23日

任期满了日

2023年11月22日

2019年における職務および役職

当社における主要な役職

・ EDF原子力発電所・火力発電所部門人事部マネージャー代表

その他の役職

監査委員会、戦略委員会
および企業責任委員会の
委員

職務／役職	所属	国
理事	エネルギー高等評議会 (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)	フランス

保有株式数

294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

国籍

フランス

・ 生態学的移行国家諮問委員会 (*Conseil National de la Transition Écologique*) 委員

・ 経済・社会・環境評議会 (*Conseil économique, social et environnemental*) 理事

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

(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)) の取締役であった。

(2) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式。

カリーヌ・グランジェ (52歳)

当社における役職 従業員により選任された 取締役	クルゾ技術短期大学 (<i>Institut universitaire de technologie du Creusot</i>) を卒業。 カリーヌ・グランジェ氏は、1987年にSAT SAGEMの光電子工学・航空研究所に就職し、 続けてGEC ALSTOMグループにおいて専門的な経験を積み、その後、1992年にEDFの熱工 学研究所に入社した。同氏は、2004年にカラブリアにコンバインド・サイクル・ガス・ タービンの発電所を建設するためにEdisonに配属された。フランスに帰国後、水理工学 研究所の投資費用を見積もる担当者となった。かかる役職において、同氏はすべてのセ グメントを含む生産工学部門において見積もり士のネットワークを立ち上げ、管理し た。同氏は、2014年に420MWの水力発電プロジェクトの開発を目的とした官民パート ナーシップのためにEDF Cameroonの最高経営責任者に任命された。2016年には、フラン スの首相によりカメルーンにおけるフランスの外国貿易顧問に任命された。フランスに 帰国後、カリーヌ・グランジェ氏は、FNME CGTの産業問題担当のエネルギー顧問に就任 した。また、同氏はエネルギー高等評議会 (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>) の理事 も務めている。カリーヌ・グランジェ氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。
取締役会に任命された日 2019年11月23日	
任期満了日 2023年11月22日	
その他の役職 原子力監視委員会ならび に任命報酬およびガバナ ンス委員会の委員	

保有株式数
25株

2019年における職務および役職
当社における主要な役職
・ EDF Hydro経営管理部プロジェクト・マネージャー

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
理事	エ ネ ル ギ ー 高 等 評 議 会 (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)	

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
該当なし

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ジャン・ポール・リニャック（57歳）

当社における役職 トゥールーズの政治学院（*Institut National Polytechnique*）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。同氏は、EDFの研究開発部（ルナルディエール・センター）にて技術研究者を務め、現在は工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調・空気の品質におけるエネルギー効率に取り組む。ジャン・ポール・リニャック氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。

従業員により選任された取締役

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
2019年11月23日

2019年における職務および役職

任期満了日
2023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
監査委員会の委員

職務／役職	所属	国
該当なし		

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

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ヴァンサン・ロデ (54歳)

当社における役職 リヨン第2大学 (*Université Lyon II*) にて組織社会学の上級卒業証書を取得。ヴァンサン・ロデ氏は、1987年にエネルギー移動のコンピュータ専門家 (RTE) としてキャリアを開始し、その後、1995年にコンサルタント・サービスに転職し、EDFおよびGaz de Franceで勤めた。2007年から2014年、同氏はEDF SAのCFDT中央労働組合の代表者およびEDFグループのCFDTコーディネーターを務めた。かかる役職において、同氏はフランス・グループ委員会および欧州委員会の委員であった。2014年から2018年までは、電力・ガス産業部門内の社会的対話を担当するCFDT代表団長を務めた。同氏は、2018年にフランス原子力産業戦略委員会 (CSFN) の委員として、原子力産業の再統合の取組みに貢献し、より広い範囲では、CFDT労働組合のために複数年にわたるエネルギー計画 (PPE) のプロセスを監督した。ヴァンサン・ロデ氏は、CFDT労働組合による推薦を受けている。

取締役会に任命された日
2019年11月23日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
戦略委員会、監査委員会、原子力監督委員会および企業責任委員会の委員

保有株式数

1,873株⁽¹⁾

国籍
フランス

2019年における職務および役職

当社における主要な役職

・人事部運営マネージャー、プロフェッショナル化・産業パフォーマンス部門の特別任務

職務／役職	所属	国
委員	フランス原子力産業戦略委員会 (CSFN— <i>Comité stratégique de la filière nucléaire</i>)	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

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

(1) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式。

クリスチャン・タクシル (44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、従業員により選任された取締役

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11月23日

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。同氏は、現在Dalkiaの取引・マーケティング部主要顧客課を担当している。クリスチャン・タクシル氏は、2018年11月にフランスの政治学院 (IEP) およびフランス取締役協会 (*Institut français des administrateurs*) が合同で発行する企業取締役証書を取得した。クリスチャン・タクシル氏は、CFE-CGC労働組合の推薦を受けている。

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
監査委員会および戦略委員会の委員

2019年における職務および役職

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マネージャー

保有株式数
1,263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

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

G: EDFグループ会社/L: 上場会社

(1) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式。

② 執行委員会

(i) 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、顧客・サービス・地域担当。Edisonおよびガス事業を監督する ⁽¹⁾ 。
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 Renewablesの会長兼最高経営責任者
クリストフ・カルヴァル	当グループ上級執行副社長、当グループ人事担当
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
ベアトリス・ビュフォン	当グループ上級執行副社長、国際部門担当 ⁽²⁾
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、原子力発電および火力発電担当 ⁽³⁾
アレクサンドル・ペラ	当グループ上級執行副社長、イノベーション・企業責任・戦略担当 ⁽⁴⁾
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

ポール・マリー・デュービー氏は、執行委員会の秘書役である。同氏は、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、2019年7月1日からアンリ・ラフォンテーヌ氏の後任となった。

(2) ベアトリス・ビュフォン氏は、2020年2月10日からマリアンヌ・レノー氏の後任となった。

(3) セドリック・レヴァンドフスキ氏は、2019年7月1日からフィリップ・サセーニュ氏の後任となった。

(4) アレクサンドル・ペラ氏は、2019年7月1日からセドリック・レヴァンドフスキ氏の後任となった。

(ii) 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：53歳。国立経済商科大学院（ESSEC）のビジネス・スクールを卒業し、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当社の技能および活動の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グループの商業部門に入社した。同氏は、とりわけフランスの規制電力料金の変更にに関する議論を担当した。2012年には企業用顧客市場の部長に就任した。同氏は、かかる役職において、企業および地方自治体向けの規制電力料金を終了するプロジェクトを監督し、その結果、EDFは競争の激しい環境下で主導的な立場を取り戻した。マルク・ブナユン氏は、2016年にガスおよびイタリア担当のEDFグループの執行役員に任命された。同様に、同氏はイタリアにおいて3番目に大きな電力会社であるEdisonの最高経営責任者を務めた。また、同氏はEDFグループのガスの調達活動を監督し、EDFグループの天然ガスのパイプラインによる輸送および海上輸送（液化ガス）に関する長期契約のポートフォリオならびに配送先にガスを輸送するために必要な資産を管理した。マルク・ブナユン氏は、2019年7月から顧客・エネルギー・サービス担当の当グループ上級執行副社長に任命された。かかる役職においては、商業部長として務め、Dalkiaを含むエネルギー・サービス関連の事業体を監督する。また、同氏はEDF Tradingの取締役およびEdisonの取締役会会長でもあり、イタリアを拠点とするEDFグループのガスの調達プラットフォームを監督する。

ブルーノ・ベンサソン：47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、同氏はフランスの産業大臣の環境、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技術顧問となった。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 Énergie Franceの最高経営責任者に任命され、2014年7月にGDF SUEZ Energy 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年からENGIE Afriqueの最高経営責任者に就任している。同氏は2018年5月に再生可能エネルギー担当のEDFグループ上級執行副社長およびEDF Renewablesの会長兼最高経営責任者に就任した。

ベアトリス・ビュフォン：45歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立土木学校（*École Nationale des Ponts et Chaussées*）を卒業。同氏は、熱電併給（CHP）プロジェクトの開発を専門とするEDF子会社であるCOGETHERMの財務マネージャーとしてキャリアを開始した。同氏は、後にEDF RenewablesとなるSIIF Energiesに2001年に入社し、2003年にプロジェクト部長に就任した。2007年から2009年までは、POWEO Energies Renouvelablesの常務取締役代理としての任務を引き受けた。同氏は、2010年に大規模な地上設置型太陽光発電プロジェクトの開発部長としてEDFに戻り、その後、2011年にフランスにおける洋上風力発電の開発部長に就任した。ベアトリス・ビュフォン氏は、2014年にEDF Renewablesの再生可能海洋エネルギー担当の執行副社長およびEDF Renewablesの執行役員に就任した。同氏は、フランス国家功労勲章シュバリエ（*Chevalier de l'Ordre National du Mérite*）の受章者である。同氏は、2020年2月からEDFの国際部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

クリストフ・カルヴァル：59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。同氏は、2017年7月から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：51歳。HEC経営大学院のビジネス・スクール、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（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12年間過ごしたVeoliaグループに入社し、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の最高業務責任者および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの監査役会会長を務めた。同氏は2015年にフランス担当の最高財務責任者としてEDFに入社し、EDFの執行委員会に任命された。また、同氏はEDF Energy、EDF Renewables、DalkiaおよびEdisonの取締役、EDF Tradingの取締役会会長、Enedisの監査役、CTEの最高経営責任者ならびにRTEの監査役会会長でもある。さらに同氏は、Française des Jeuxの取締役および監査委員会委員長を務めている。同氏は、2016年3月から財務部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

ヴェロニック・ラクール：55歳。パリ第1パンテオン・ソルボンヌ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。ヴェロニック・ラクール氏は、2016年12月1日にEDFの執行委員会に加わり、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の分野における当グループの活動を監督した。同氏は、2016年から変革・経営効率担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

セドリック・レヴァンドフスキ：50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年から2019年までイノベーション・企業責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長を務めた。同氏は、Électricité de Strasbourgの取締役会会長およびフランス照明協会（*Association Française de l'Éclairage*）（AFE）の会長である。同氏は、世界原子力事業者協会の主要理事会における理事である。同氏は、2019年7月から原子力発電および火力発電担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

アレクサンドル・ペラ：39歳。パリ政治学院（*Institut d'Etudes Politiques de Paris*）を卒業し、現代文学の修士号を取得。同氏は、2007年にThalesに入社し、最初は戦略部門に務め、その後はグループの内部コミュニケーション担当、そしてメディア担当に就き、最終的にグループ・コミュニケーションの部長代理に任命された。アレクサンドル・ペラ氏は、2014年11月にEDFの会長兼最高経営責任者の直属の執行役員、執行委員会の秘書役および政府関係担当としてEDFに入社した。同氏は、2015年に初めて導入され、その後2018年に再び導入されたCAP2030の企業戦略の策定に関わり、当グループの貯蔵計画も担当し

た。同氏は、EDFのデジタル変革を促進するために35歳未満の若い従業員を動員するプロジェクトYを2017年に開始した。また、同氏は当社戦略を策定するために従業員間の対話を促進する集団知プログラムであるレッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）のスポンサーである。同氏は、EDF Pulse Croissance Holdingの会長、Enedisの監査役およびEDF財団の理事である。同氏は、2019年7月からイノベーション・企業責任・戦略部門担当の上級執行副社長を務めている。

シモーネ・ロッシ：51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年に財務管理および情報システム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：61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*）（ENA）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。同氏は1997年にAccor Groupの事務局長に就任し、2008年までその役職を務めた。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月からEDFグループの書記長および執行役員を務めている。

グザヴィエ・ウルサ：53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、最初は2002年まで水力学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力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上級執行副社長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。また、同氏はGIFENの会長、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SFENの会長でもある。グザヴィエ・ウルサ氏は、2015年3月から新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

③ 利益相反ならびに役員および執行役員の利害関係

(i) 利益相反

EDFの認識する限り、2020年3月13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 3（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 3（2）①（i）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 3（2）④（ii）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。

(ii) 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。

(iii) 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 役員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

(i) 取締役によるEDF株式所有

2019年12月31日現在、2019年12月31日現在在任中の当社の取締役は合計5,531株の株式を保有している。以下の表は、2018年12月31日現在および2019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。

	2018年12月31日現在 EDF株式数	2019年12月31日現在 EDF株式数
ジャッキー・ショラン ⁽¹⁾	307	294
カリース・グランジェ	n.a.	25
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,932	1,929
ローランス・パリゾ	137	137
フィリップ・プティコラン	n.a.	10
ヴァンサン・ロデ ⁽²⁾	n.a.	1,873
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	1,292	1,263
合計	3,668	5,531

n.a. = 該当なし。

(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。

2019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。

(ii) 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た。市場での濫用行為に関する規則（EU）第596/2014号（「MAR」（市場濫用規則）と呼ばれる。）、その施行規則（市場操作指標、開示基準、停止期間中の取引許可および報告すべき管理者取引の種類に関する2015年12月17日付委任規則（EU）第2016/522号、一般的な市場慣行に関する2016年2月26日付委任規則（EU）第2016/908号、MAR第4条に基づき関係当局に提出される金融商品の報告書およびリストに関する2016年3月1日付委任規則（EU）第2016/909号、自社株買戻しプログラムおよび安定化策に適用される条件に関する2016年3月8日付委任規則（EU）第2016/1052号、不正慣行または不審な注文もしくは取引に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/957号、投資推奨または投資戦略を推奨するもしくは提言するその他の情報の客観的な公表および特定の利益または利益相反を示す公表に対する技術的措置に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/958号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付委任規則（EU）第2016/960号、インサイダーリストに関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/347号、管理職の取引に関する2016年3月10日付委員会施行規則（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の導入を策定する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、内部情報の適切な開示および内部情報の開示遅延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営業日以内に必ず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。

2019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。

（３）【監査の状況】

① 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、2020年3月13日現在の監査委員会の構成員の概要である。

監査委員会の委員

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
ブルーノ・クレメル	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
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
ヴァンサン・ロデ	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

ブルーノ・クレメル氏およびヴァンサン・ロデ氏は、それぞれ2019年5月16日および11月23日に監査委員会の委員となった。

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条は、監査委員会委員のうち1名以上が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している。また、AFEP-MEDEF規約第15.1条は、監査委員会のすべての委員が財務会計能力を有すること、取締役会が委員長の再選を特別に審議することおよび取締役会（従業員を代表する取締役を除く。）における社外取締役の割合が3分の2以上であることを勧告している。

2019年5月16日、株主総会後に開催された会議において取締役会は、取締役会の構成員の変更を勘案し、監査委員会の構成員を再検討した。監査委員会について、取締役会は、とりわけ監査委員会委員長としての再選が推薦されていたルプティ氏ならびにルウィネ氏およびクレメル氏が、2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書においてAMF（フランス金融市場監督局）が勧告した基準に従い、専門的な財務会計能力を有していると判断した。したがって、取締役会は、ルウィネ氏およびクレメル氏がフランス商法第L.823-19条において記載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と判断した（「第5 3（1）②（iv）取締役の独立性の審査」を参照。）。

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）。この点において、監査委員会は、企業責任委員会とともに、倫理、コンプライアンスおよび企業責任に関する主要リスクの内部統制および管理のためのプログラムの存在を保証する。
- ・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 3（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。

2019年の活動

以下の表は、2018事業年度および2019事業年度に関連する統計データを示す。

	2018年	2019年
会議の回数	5	6
平均出席率	97.5%	100%
会議の平均時間	3時間3分	2時間31分

以下の表は、2019年12月31日現在在任の監査委員会委員による2019事業年度の個別の出席率を示す。

監査委員会の委員	2019年における平均出席率
マリー・クリスティーヌ・ルブティ	100%
ジャッキー・ショラン	100%
ブルーノ・クレメル	100%
コレット・ルウィネ	100%
ジャン・ポール・リニャック	100%
ヴァンサン・ロデ	100%
クリスチャン・タクシル	100%

2019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2019年監査計画および監査結果の要点の発表、勧告された2019事業年度の中間配当、2020年度予算および2020年－2022年中期計画（MTP）、2019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、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、気候変動に関するリスク、希少かつ重要な原材料への依存に関するリスク管理、財務管理および金融リスク統制に関する年次契約ならびに当グループのカウンターパーティ・リスクに関する年次概要書について検討した。

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半年に1回受けた。

監査委員会は、2019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。

② 会計監査

(i) 外国監査公認会計士等

当社の外国監査法人等は、KPMG S.A.およびデロイト・エ・アソシエである。2019年12月31日現在、KPMG S.A.による監査は連続で15年目に突入し、デロイト・エ・アソシエによる監査は連続で18年目に突入し、両者ともに当社の有価証券が規制市場での取引を認められてから15年が経過している。KPMG S.A.の担当外国監査公認会計士はジェイ・ニルシムルー氏およびミシェル・ピエット氏、デロイト・エ・アソシエの担当外国監査公認会計士はダミアン・ルロン氏およびクリストフ・パトリエ氏である。

(ii) 監査報酬

(イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

以下の表は、2019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	2,709 (322,723)	19.2	2,822 (336,185)	17.1
完全連結子会社 ⁽¹⁾	8,104 (965,430)	57.4	11,654 (1,388,341)	70.6
小計	10,813 (1,288,153)	76.6	14,476 (1,724,526)	87.7
非監査サービス ⁽²⁾				
EDF	883 (105,192)	6.3	867 (103,286)	5.3
完全連結子会社 ⁽¹⁾	2,425 (288,890)	17.1	1,152 (137,238)	7.0
小計	3,308 (394,082)	23.4	2,020 (240,643)	12.3
合計	14,121 (1,682,235)	100	16,496 (1,965,168)	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。

2018年の監査報酬

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 (373,234)	21.1	2,954 (351,910)	18.2
完全連結子会社	7,249 (863,573)	48.8	10,839 (1,291,250)	66.9
小計	10,382 (1,236,808)	69.9	13,793 (1,643,160)	85.1
非監査サービス				
EDF	397 (47,295)	2.7	772 (91,968)	4.8
完全連結子会社	4,071 (484,978)	27.4	1,640 (195,373)	10.1
小計	4,468 (532,273)	30.1	2,412 (287,342)	14.9
合計	14,850 (1,769,081)	100	16,204 (1,930,383)	100

(ロ) その他重要な報酬の内容

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(ハ) 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 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(二) 監査報酬の決定方針

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(4) 【役員の報酬等】

① 役員の報酬および手当

(i) 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2019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。

(イ) 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割り当てら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)	2018事業年度	2019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	453,660
事業年度中に受け取った様々な多年度報酬	-	-
事業年度中に割り当てられたオプション評価 ⁽²⁾	-	-
事業年度中に割り当てられた無償株式評価 ⁽²⁾	-	-
合計	452,868	453,660

(1) AMF役職勧告2009-16の表1。

(2) 「第5 3 (4) ① (ii) 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2018事業年度および2019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)	2018事業年度		2019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	3,660	3,660
合計	452,868	452,868	453,660	453,660

(1) 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。

(2) AMF役職勧告2009-16の表2。

(a) 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条および第L.225-53条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬およびガバナンス委員会の勧告および、フランスの各大臣と協議後に経済担当大臣の承認を受けるために提出され、当社の取締役会によって決定される（「第5 3 (1) ③ (iv) 任命報酬およびガバナンス委員会」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フランス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は、株主総会の承認のために提出される決議案に従う。

(b) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2019事業年度の報酬

2019年2月7日の任命および報酬を担当する委員会（現任命報酬およびガバナンス委員会）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。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 3 (1) ② (ii) 業務執行管理の方法—会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）。

2020事業年度の報酬

2020年2月7日の任命報酬およびガバナンス委員会は、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2020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2020年2月13日に開催された会議において、2020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。会長兼最高経営責任者の報酬には、総額3,660ユーロの現物給付も含む。

(c) その他の報酬項目

2019年中、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、任期における取締役としての報酬（フランス商法第L.225-45条に従って取締役に割り当てられた報酬）および取締役会会長としての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、2019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割り当てられておらず、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

執行役員(*)	雇用契約	補足的年金制度	任務の終了または変更による支払われるべき報酬、利益または債務	競争禁止条項報酬
ジャン・ベルナル・レヴィ (会長兼最高経営責任者)	なし	なし	なし	なし

(*) AMF役職勧告2009-16の表11。

(ロ) 取締役の報酬総額

以下の表は、2018事業年度および2019事業年度に割り当てられ、フランス商法第L.225-45条に従って取締役に對して支払われた任期中の報酬の総額を表している。2018事業年度および2019事業年度中、取締役に支払われた特別報酬またはその他の報酬はなかった。

2018事業年度および2019事業年度に取締役に割り当てられた報酬：

2019年12月31日現在在任中の取締役 (単位：ユーロ)	2018年 ⁽¹⁾	2019年 ⁽¹⁾
ヴェロニック・ベダーク・アミルユス ⁽²⁾	n.a.	761
ブルーノ・クレメル ⁽²⁾	n.a.	27,141
フランソワ・ドラットル ⁽²⁾	n.a.	18,330
ジル・ドゥノワイエル ⁽²⁾	n.a.	27,141
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	46,258	45,745
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	49,806	51,011
ローランス・パリゾ	37,742	35,213
クレール・プディニ	41,290	44,574
フィリップ・プティコラン ⁽²⁾	n.a.	20,705
ミシェル・ルソー	36,323	37,553
マルタン・ヴィアル	39,161	39,309
合計	250,580	347,483

n.a. = 該当なし。

(1) 事業年度に割り当てられた報酬は、事業年度のための固定部分および変動部分の全額を含む。

(2) 2019事業年度中に就任した取締役。

2019事業年度に任期満了の取締役 (単位：ユーロ)	2018年	2019年
オリヴィエ・アペール	37,032	12,752
フィリップ・クルゼ	42,710	14,507
モーリス・グルドー・モンターニュ	32,065	16,298
ブルーノ・ラフォン	40,581	18,018
ブルーノ・レシュヴァン	37,032	15,093
アンヌ・リゲ	n.a.	15,794
合計	189,420	92,462

n.a. = 該当なし。

2018事業年度および2019事業年度に取締役を支払われた報酬：

2019年12月31日現在在任中の取締役（単位：ユーロ）	2018年 ⁽¹⁾	2019年 ⁽¹⁾
ブルーノ・クレメル ⁽²⁾	n.a.	2,514
フランソワ・ドラットル ⁽²⁾	n.a.	138
ジル・ドゥノワイエル ⁽²⁾	n.a.	2,514
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	45,581	46,258
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	49,419	49,806
ローランス・パリゾ	39,826	37,742
クレール・ブディニ	39,826	41,290
フィリップ・プティコラン ⁽²⁾	n.a.	2,514
ミシェル・ルソー	37,907	36,323
マルタン・ヴィアル	39,826	39,161
合計	252,385	258,260

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) 2019事業年度中に任期が始まった取締役

2019事業年度に任期満了の取締役（単位：ユーロ）	2018年	2019年
オリヴィエ・アペール	39,186	34,518
フィリップ・クルゼ	41,744	40,196
モーリス・グルドー・モンターニュ	21,400	31,926
ブルーノ・ラフォン	37,907	38,067
ブルーノ・レシュヴァン	36,628	34,518
アンヌ・リゲ	n.a.	2,514
合計	176,865	181,739

n.a. = 該当なし。

フランス商法第L.225-45条に従って取締役に支払われる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、会長兼最高経営責任者は任期中の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任期中の取締役報酬は、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、フランス経済・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、これら取締役が受け取る報酬の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任期中の報酬の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。

任命報酬およびガバナンス委員会の意見書の提出を受け、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年間定額を、その承認のために株主総会に提出する。2020年2月13日に開催された取締役会では、2020年5月7日開催の株主総会で2020事業年度の年間予算を440,000ユーロとして提出することを決定した。

2020年2月13日、2011事業年度から適用される本年間予算の配分に関する現在の設定が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割り当てられる。
- ・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）に基づく特定の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。

(ii) スtock・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) 【株式の保有状況】

該当事項なし。

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、2020年5月29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＝119.13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	2019年度 ⁽¹⁾		2018年度 ⁽²⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	71,317	84,960	68,546	81,659
購入燃料およびエネルギー費用	8	(35,091)	(41,804)	(33,056)	(39,380)
その他の対外費用	9	(8,619)	(10,268)	(9,262)	(11,034)
人件費	10	(13,793)	(16,432)	(13,642)	(16,252)
法人所得税以外の税金	11	(3,798)	(4,525)	(3,690)	(4,396)
その他の営業収益および営業費用	12	6,692	7,972	6,002	7,150
減価償却費および償却費控除前営業利益		16,708	19,904	14,898	17,748
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	13	642	765	(224)	(267)
減価償却費および償却費（純額）		(9,994)	(11,906)	(8,775)	(10,454)
委譲運営有形固定資産取替引当金の純増加額		(8)	(10)	(50)	(60)
（減損）／戻入	14	(403)	(480)	(290)	(345)
その他の収益および費用	15	(185)	(220)	(105)	(125)
営業利益		6,760	8,053	5,454	6,497
総金融負債に係る費用	16.1	(1,806)	(2,151)	(1,712)	(2,040)
割引の影響	16.2	(3,161)	(3,766)	(3,464)	(4,127)
その他の金融収益および費用	16.3	4,606	5,487	378	450
金融損益	16	(361)	(430)	(4,798)	(5,716)
連結会社の税引前利益		6,399	7,623	656	781
法人所得税	17	(1,581)	(1,883)	178	212
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	26	818	974	569	678
非継続事業の純利益	19	(454)	(541)	(212)	(253)
連結純利益		5,182	6,173	1,191	1,419
EDFの純利益		5,155	6,141	1,177	1,402
継続事業の純利益		5,597	6,668	1,384	1,649
非継続事業の純利益		(442)	(527)	(207)	(247)
非支配持分に帰属する純利益		27	32	14	17
継続事業の純利益		39	46	19	23
非継続事業の純利益		(12)	(14)	(5)	(6)
1株当たり利益（EDF持分）：	20	ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり利益		1.50	179	0.20	24
希薄化後1株当たり利益		1.50	179	0.20	24
継続事業の基本的1株当たり純利益		1.65	197	0.27	32
継続事業の希薄化後1株当たり純利益		1.65	197	0.27	32

- (1) 2019年12月31日現在の財務諸表は、2019年1月1日付でIFRS第16号を（修正遡及法により）適用して作成されている。当該新基準の経過措置に従い、比較数値は再表示されていない（注記2.1を参照）。
- (2) 2018年度の公表済数値は、E&P事業を非継続事業として表示したことの影響により再表示されている（注記2.3を参照）。

IFRS第5号を適用して、非継続事業の純利益は表示期間の損益計算書において区分表示されている。IFRS第5号適用の2018年度公表済数値に対する影響は、注記2.3に記載されている。

連結包括利益計算書

	2019年度 ⁽¹⁾			2018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
(単位：百万ユーロ)						
連結純利益	5,155	27	5,182	1,177	14	1,191
ヘッジ手段の公正価値の変動総額 ⁽²⁾	818	(55)	763	34	(19)	15
関連する税効果	(367)	2	(365)	(89)	-	(89)
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	2	-	2	(7)	-	(7)
ヘッジ手段の公正価値の変動	453	(53)	400	(62)	(19)	(81)
換算調整—被支配事業体	732	357	1,089	(38)	(79)	(117)
換算調整—関連会社および共同支配企業	90	-	90	117	-	117
換算調整	822	357	1,179	79	(79)	-
負債性金融商品の公正価値の変動総額 ⁽²⁾	293	-	293	(115)	-	(115)
関連する税効果	(93)	-	(93)	42	-	42
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	5	-	5	(1)	-	(1)
負債性金融商品の公正価値の変動	205	-	205	(74)	-	(74)
リサイクルを伴う自己資本計上損益	1,480	304	1,784	(57)	(98)	(155)
資本性金融商品の公正価値の変動総額	(22)	-	(22)	(37)	-	(37)
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	(22)	-	(22)	(37)	-	(37)
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額 ⁽³⁾	(2,501)	39	(2,462)	3,141	11	3,152
関連する税効果	(62)	(7)	(69)	(309)	(1)	(310)
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	(153)	-	(153)	69	-	69
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動	(2,716)	32	(2,684)	2,901	10	2,911
リサイクルを伴わない自己資本計上損益	(2,738)	32	(2,706)	2,864	10	2,874
自己資本計上損益合計	(1,258)	336	(922)	2,807	(88)	2,719
連結包括利益	3,897	363	4,260	3,984	(74)	3,910
継続事業の連結包括利益	4,337	375	4,712	4,191	(69)	4,122
非継続事業の連結包括利益	(440)	(12)	(452)	(207)	(5)	(212)

	2019年度(1)			2018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
(単位: 億円)						
連結純利益	6,141	32	6,173	1,402	17	1,419
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(2)	974	(66)	909	41	(23)	18
関連する税効果	(437)	2	(435)	(106)	-	(106)
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	2	-	2	(8)	-	(8)
ヘッジ手段の公正価値の変動	540	(63)	477	(74)	(23)	(96)
換算調整—被支配事業体	872	425	1,297	(45)	(94)	(139)
換算調整—関連会社および共同支配企業	107	-	107	139	-	139
換算調整	979	425	1,405	94	(94)	-
負債性金融商品の公正価値の変動総額(2)	349	-	349	(137)	-	(137)
関連する税効果	(111)	-	(111)	50	-	50
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	6	-	6	(1)	-	(1)
負債性金融商品の公正価値の変動	244	-	244	(88)	-	(88)
リサイクルを伴う自己資本計上損益	1,763	362	2,125	(68)	(117)	(185)
資本性金融商品の公正価値の変動総額	(26)	-	(26)	(44)	-	(44)
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	(26)	-	(26)	(44)	-	(44)
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額(3)	(2,979)	46	(2,933)	3,742	13	3,755
関連する税効果	(74)	(8)	(82)	(368)	(1)	(369)
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	(182)	-	(182)	82	-	82
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動	(3,236)	38	(3,197)	3,456	12	3,468
リサイクルを伴わない自己資本計上損益	(3,262)	38	(3,224)	3,412	12	3,424
自己資本計上損益合計	(1,499)	400	(1,098)	3,344	(105)	3,239
連結包括利益	4,642	432	5,075	4,746	(88)	4,658
継続事業の連結包括利益	5,167	447	5,613	4,993	(82)	4,911
非継続事業の連結包括利益	(524)	(14)	(538)	(247)	(6)	(253)

- (1) 2019年12月31日現在の財務諸表は、2019年1月1日付でIFRS第16号を（修正遡及法により）適用して作成されている。当該新基準の経過措置に従い、比較数値は再表示されていない（注記2.1を参照）。
- (2) 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39.2および44.4に記載されている。
- (3) 数理計算上の損益の変動総額については、注記34.1.2に記載されている。

連結貸借対照表

資 産	注記	2019年12月31日現在*		2018年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	21	10,623	12,655	10,195	12,145
その他の無形資産	22	9,350	11,139	9,918	11,815
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	23	58,413	69,587	56,515	67,326
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	24	6,860	8,172	7,339	8,743
グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産	25	89,099	106,144	78,252	93,222
関連会社および共同支配企業に対する投資	26	6,414	7,641	8,287	9,872
非流動金融資産	39	46,219	55,061	37,104	44,202
その他の非流動債権	29	1,930	2,299	1,796	2,140
繰延税金資産	17.3	557	664	978	1,165
非流動資産		229,465	273,362	210,384	250,630
棚卸資産	27	14,049	16,737	14,227	16,949
営業債権	28	15,606	18,591	15,910	18,954
流動金融資産	39	29,401	35,025	31,143	37,101
当期税金資産		286	341	869	1,035
その他の流動債権	29	6,881	8,197	7,346	8,751
現金および現金同等物	40	3,934	4,687	3,290	3,919
流動資産		70,157	83,578	72,785	86,709
売却目的保有に分類された資産	46	3,662	4,363	-	-
資産合計		303,284	361,302	283,169	337,339

	注記	2019年12月31日現在*		2018年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
自己資本および負債					
資本金	30	1,552	1,849	1,505	1,793
EDFの純利益および連結剰余金		44,914	53,506	42,964	51,183
自己資本（EDF持分）		46,466	55,355	44,469	52,976
自己資本（非支配持分）	30.5	9,324	11,108	8,177	9,741
自己資本合計	30	55,790	66,463	52,646	62,717
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	31	55,583	66,216	49,204	58,617
その他の施設廃止引当金	31	1,573	1,874	2,033	2,422
従業員給付引当金	34	20,539	24,468	17,627	20,999
その他の引当金	31	3,065	3,651	2,908	3,464
非流動引当金	31	80,760	96,209	71,772	85,502
フランスの公共配電特別委譲負債	36	47,465	56,545	46,924	55,901
非流動金融負債	41	57,002	67,906	52,129	62,101
その他の非流動負債	38	4,928	5,871	4,896	5,833
繰延税金負債	17.3	2,295	2,734	1,987	2,367
非流動負債		192,450	229,266	177,708	211,704
流動引当金	31	5,556	6,619	6,010	7,160
営業債務	37	12,867	15,328	13,421	15,988
流動金融負債	41	18,535	22,081	17,167	20,451
当期税金負債		433	516	205	244
その他の流動負債	38	16,610	19,787	16,012	19,075
流動負債		54,001	64,331	52,815	62,919
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	46	1,043	1,243	-	-
自己資本および負債合計		303,284	361,302	283,169	337,339

* 2019年12月31日現在の財務諸表は、2019年1月1日付でIFRS第16号を（修正遡及法により）適用して作成されている。当該新基準の経過措置に従い、比較数値は再表示されていない（注記2.1を参照）。

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2019年度 ⁽¹⁾		2018年度 ⁽²⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
税引前利益		5,983	7,128	473	563
非継続事業の税引前利益		(416)	(496)	(183)	(218)
連結会社の税引前利益		6,399	7,623	656	781
減損/(戻入)		403	480	290	345
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		8,328	9,921	12,957	15,436
金融収益および費用		97	116	718	855
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		349	416	387	461
資産譲渡損益		(508)	(605)	(1,014)	(1,208)
運転資本の変動	47.1	452	538	470	560
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		15,520	18,489	14,464	17,231
金融費用支出（純額）		(798)	(951)	(1,048)	(1,248)
法人所得税支払額		(922)	(1,098)	(309)	(368)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		13,800	16,440	13,107	15,614
非継続事業に関連する営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		222	264	257	306
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		14,022	16,704	13,364	15,921
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(456)	(543)	(484)	(577)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		293	349	1,261	1,502
無形資産および有形固定資産への投資	47.2	(16,709)	(19,905)	(16,016)	(19,080)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		94	112	577	687
金融資産の変動		1,294	1,542	(2,367)	(2,820)
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(15,484)	(18,446)	(17,029)	(20,287)
非継続事業に関連する投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(166)	(198)	(136)	(162)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(15,650)	(18,644)	(17,165)	(20,449)
財務活動：					
非支配株主との取引 ⁽³⁾		1,055	1,257	1,548	1,844
親会社の支払配当金	30.3	(58)	(69)	(511)	(609)
非支配株主に対する支払配当金		(155)	(185)	(183)	(218)
自己株式の買入/売却		(14)	(17)	(3)	(4)
株主とのキャッシュ・フロー		828	986	851	1,014
借入債務の発行		9,080	10,817	5,711	6,804
借入債務の返済		(6,976)	(8,311)	(2,724)	(3,245)
永久劣後債の発行	3.3.2	493	587	1,243	1,481
永久劣後債の償還	3.3.3	(1,280)	(1,525)	(1,329)	(1,583)
永久劣後債の持参人に対する支払額	30.4	(589)	(702)	(584)	(696)
委譲運営資産に対する受取抛出金		143	170	131	156
投資補助金		543	647	351	418
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		1,414	1,684	2,799	3,334
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		2,242	2,671	3,650	4,348
非継続事業に関連する財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(19)	(23)	(120)	(143)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		2,223	2,648	3,530	4,205
継続事業によるキャッシュ・フロー、純額		558	665	(272)	(324)
非継続事業によるキャッシュ・フロー、純額		37	44	1	1
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		595	709	(271)	(323)
現金および現金同等物の期首残高		3,290	3,919	3,692	4,398
現金および現金同等物の純増加（減少）額		595	709	(271)	(323)
為替変動の影響		(5)	(6)	(95)	(113)
現金および現金同等物に係る金融収益		17	20	13	15
組替の影響		37	44	(49)	(58)
現金および現金同等物の期末残高	40	3,934	4,687	3,290	3,919

(1) 2019年12月31日現在の財務諸表は、2019年1月1日付でIFRS第16号を（修正遡及法により）適用して作成されている。当該新基準の経過措置に従い、比較数値は再表示されていない（注記2.1を参照）。

- (2) 2018年度の公表済数値は、E&P事業を非継続事業として表示したことの影響により再表示されている（注記2.3を参照）。
- (3) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得または処分によるものである。2019年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.および Sizewell C Holding Co.の増資に対するCGNの払込みに関連する金額968百万ユーロ（2018年12月31日現在743百万ユーロ）を含む。2018年度は、EDF Renewablesの風力発電所の49%の売却に関連する金額797百万ユーロも含んでいた（注記3.5.1を参照）。

連結自己資本変動計算書

2019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
2018年1月1日現在自己資本 (IFRS第9号による再表示)	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	-	-	-	-	(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(4)	41	-	-	-	806	847	-	847
その他の変動(5)	-	-	-	-	327	327	1,093	1,420
2018年12月31日現在自己資本 IFRIC第23号による再表示 (注記2.2参照)	1,505	(56)	215	(1,856)	44,661	44,469	8,177	52,646
	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
2019年1月1日現在自己資本 (再表示)	1,505	(56)	215	(1,856)	44,651	44,459	8,177	52,636
自己資本計上損益	-	-	822	658	(2,738)	(1,258)	336	(922)
純利益	-	-	-	-	5,155	5,155	27	5,182
連結包括利益	-	-	822	658	2,417	3,897	363	4,260
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
永久劣後債の発行/償還 (注記 3.3.2および3.3.3参照)	-	-	-	-	(1,125)	(1,125)	-	(1,125)
支払配当金	-	-	-	-	(941)	(941)	(155)	(1,096)
自己株式の買入/売却	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
EDFの増資(6)	47	-	-	-	834	881	-	881
その他の変動(7)	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
2019年12月31日現在自己資本	1,552	(64)	1,037	(1,198)	45,139	46,466	9,324	55,790

(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
2018年1月1日現在自己資本 (IFRS第9号による再表示)	1,744	(48)	162	(2,049)	49,459	49,269	8,745	58,014
自己資本計上損益	-	-	94	(162)	3,412	3,344	(105)	3,239
純利益	-	-	-	-	1,402	1,402	17	1,419
連結包括利益	-	-	94	(162)	4,814	4,746	(88)	4,658
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(696)	(696)	-	(696)
永久劣後債の発行/償還	-	-	-	-	(102)	(102)	-	(102)
支払配当金	-	-	-	-	(1,620)	(1,620)	(218)	(1,838)
自己株式の買入/売却	-	(19)	-	-	-	(19)	-	(19)
EDFの増資(4)	49	-	-	-	960	1,009	-	1,009
その他の変動(5)	-	-	-	-	390	390	1,302	1,692
2018年12月31日現在自己資本 IFRIC第23号による再表示 (注記2.2参照)	1,793	(67)	256	(2,211)	53,205	52,976	9,741	62,717
2019年1月1日現在自己資本 (再表示)	1,793	(67)	256	(2,211)	53,193	52,964	9,741	62,705
自己資本計上損益	-	-	979	784	(3,262)	(1,499)	400	(1,098)
純利益	-	-	-	-	6,141	6,141	32	6,173
連結包括利益	-	-	979	784	2,879	4,642	432	5,075
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(702)	(702)	-	(702)
永久劣後債の発行/償還 (注記 3.3.2および3.3.3参照)	-	-	-	-	(1,340)	(1,340)	-	(1,340)
支払配当金	-	-	-	-	(1,121)	(1,121)	(185)	(1,306)
自己株式の買入/売却	-	(10)	-	-	-	(10)	-	(10)
EDFの増資(6)	56	-	-	-	994	1,050	-	1,050
その他の変動(7)	-	-	-	-	(129)	(129)	1,119	990
2019年12月31日現在自己資本	1,849	(76)	1,235	(1,427)	53,774	55,355	11,108	66,463

- (1) 2019年12月31日における換算調整の変動822百万ユーロは主に、英ポンドおよび2019年5月28日付売却に伴うAlpiqの換算調整の純損益へのリサイクルに係っている。
- (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) 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係っている。
- (5) 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 Renewablesの風力発電所の49%の売却による影響額を含む。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。
- (6) 2019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、2018年度に係る株式による配当の残額および2019年度に係る株式による中間配当合計881百万ユーロの支払に係っている（注記30.1を参照）。
- (7) 2019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967百万ユーロを含む。

[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、2019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、トレーディング、エネルギー・サービス、設備生産、燃料集合体および原子炉サービスといったエネルギー事業におけるあらゆる業務を営む総合エネルギー事業者である。

当グループの2019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、2020年2月13日開催の取締役会において取締役によって承認された。当財務諸表は、2020年5月7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2019年12月31日現在の連結財務諸表は、2019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。

当グループは、2019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 2019年12月31日現在における会計基準の変更

2019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、2018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ている。リース契約に適用される現在の認識および測定の原則は注記1.3.13に記載されており、IAS第8号およびIFRS第16号の求める、当グループによる新基準適用の影響に関する情報は、注記2.1に記載されている。

1.2.2 IFRIC第23号「法人所得税の税務処理に関する不確実性」

この解釈指針は、欧州連合により2018年10月23日に採択され、2019年1月1日以後開始する事業年度から適用されている。

当該指針は、財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。適用可能な方法は注記1.3.8に、その影響については注記2.2に記載されている。

1.2.3 IFRSの年次改善、2015年－2017年サイクル

当該改善は、欧州連合により2019年3月14日に採択され、以下に対する改訂を含む。

- ・ IAS第23号「借入コスト」：適格資産のために特別に行った借入は、当該適格資産の建設が完了した時点で一般目的借入金のプールに含めなければならない。
- ・ IFRS第3号およびIFRS第11号：共同支配事業に対して従前より保有していた持分の、支配または共同支配獲得時における測定。
- ・ IAS第12号「法人所得税」：配当金分配の税務上の影響の純損益への認識。

これらの改訂は、当グループの連結財務諸表に影響を与えない。

1.2.4 IAS第19号の改訂「制度改訂、縮小又は清算」

当該改訂は、欧州連合により2019年3月13日に採択された。同改訂は、会計期間中に制度の改訂、縮小または清算が行われた場合において、制度に影響を与える当該変更が行われた日以後の当該報告期間の残存期間に係る当期勤務費用および確定給付負債の純額に係る利息純額を測定・記録するために、企業は、当該変更日現在で数理計算上の仮定を更新しなければならないことを明確化している。

当グループは、これらの改訂をFramatomeセグメントの米国年金制度の清算に適用した。これらは、当グループの連結財務諸表に重要な影響を与えていない（注記34.1.1を参照）。

1.2.5 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」

当該改訂は、欧州連合により2019年2月8日に採択された。同改訂は、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の減損に対し、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。

これらの改訂は、当グループの連結財務諸表に影響を与えない。

1.2.6 IFRS第9号の改訂「負の補償を伴う期限前償還要素」

欧州連合により2018年3月22日に採択された当該改訂に基づいて、負の補償を行う結果となる期限前償還オプションが付された金融資産は、一定の条件下で、償却原価での測定に適格となる。

これらの改訂は、当グループの連結財務諸表に影響を与えない。

1.2.7 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、改訂および解釈指針

IFRS第3号の改訂「企業結合：事業の定義」（2018年10月22日に公表）

これらの改訂は、2020年1月1日以後に生じた企業結合に適用される見込みである。これらは、事業の取得と資産グループの取得との区別を明確化することを意図している。

当グループは、現在のところ、これらの改訂の適用による影響はないものと見込んでいる。

1.2.8 その他の決定：非金融商品項目の購入又は売却契約の現物決済（IFRS第9号金融商品）

2019年3月に、IFRS解釈指針委員会は、非金融商品項目を将来固定価格で購入または売却する特定の契約の会計処理に関する決定を公表した。この決定は、当グループの現行実務および財務諸表の表示のいずれにも影響を与えない。

1.2.9 欧州連合により採択され2020年1月1日以後開始する事業年度から適用される基準、改訂および解釈指針

金利指標改革（IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の改訂）

当グループは、代替的なリスクフリー・レート（RFR）¹への段階的な移行を計画しており、移行に向けて財務、法務、リスクおよびIT部門ならびに全グループ企業と協力している。一方で、当グループは、ヘッジ会計に対する潜在的影響について、IFRICおよびIASBの公表物をはじめ、他の団体および公的機関の公表物を引き続き注視している。

¹ 代替的なRFRは、重要な参照レートの廃止後に新たな参照レートとするために設定されている。

当グループは、現在のところ、これらの改訂の適用は重要な影響を与えないものと見込んでいる。

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

連結財務諸表中に表示されたすべての期間を通じて、以下の会計処理方法が継続して適用されている。

1.3.1 評価

連結財務諸表は取得原価基準で作成されているが、企業結合によって取得した資産および引き受けた負債ならびに一部の金融商品は公正価値基準で評価されている。

1.3.2 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

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。

トリカスタン発電所の原子炉1号機は、4回目の10年検査後、2019年12月23日に電力網に再接続された。同原子炉は、40年を超える初の900MWシリーズのユニットである。

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。

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、2019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32.1.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度リスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率（特に規制上の制限との関係）、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、または使用済燃料管理の契約条件の変更。

1.3.2.3 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。

2019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34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、2019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34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14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取替債務を、委譲当局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1.3.12.2.1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1.3.22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48.3を参照）。当該ファンドの特性、ファンド・マネジャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手續に鑑み、当グループはこれらのファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている。従って、当該ファンドはIFRS第9号を適用して負債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53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。

当グループの主要な共同支配事業は、EDF Tradingが共同所有しているJera Global MarketのLNG最適化活動、およびFriedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH（FSG）が遂行するガス貯蔵事業者の活動である。

1.3.4 財務諸表の表示規則

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に係る資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

1.3.5 換算方法

1.3.5.1 報告通貨

親会社の機能通貨はユーロである。当グループの財務諸表は、百万ユーロ単位で表示されている。

1.3.5.2 機能通貨

企業の機能通貨は、その企業が主として営業活動を行う経済環境の通貨である。ほとんどの場合、機能通貨は現地通貨であるが、企業によっては、その主要な取引に用いられる通貨であれば、現地通貨以外の機能通貨が使用される場合もある。

1.3.5.3 機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表の換算

機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表は、以下の通り換算される。

- ・ 貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・ 損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・ その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含められる。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。

一部のグループ企業は、当グループのリスク管理方針に準拠して、需給をバランスさせるためにガスおよび電力卸売市場で最適化取引を実施している。関連する売上高は、購入額差引後の純額で計上される。企業がユーロ建ての正味売りポジション

を有する場合には、当該ポジションは「エネルギー売上高」に含まれる。ユーロ建ての正味買いポジションは「購入燃料およびエネルギー費用」に含まれる。

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、エネルギー引渡サービスは、以下の2つの場合に、顧客への引渡時点で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。
- ・ 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。

フランスの電力網への接続による収益は、当該接続運転が可能となった日に売上高に認識される。

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。

売上収益はまた、IFRS第9号の適用範囲に含まれるエネルギー・トレーディング取引を含み、これらは実現したマージンの額をもって認識される。

発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランス、英国およびイタリアにおいて、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。

- ・ **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。発電容量の入札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）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、これに関与している。

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**：2014年に導入された英国の発電容量メカニズムは、引渡しの4年前に発電容量を調達するために電力網管理者である「National Grid」により構築された、事業者向け入札システムに基づいている。引渡年度は10月1日から9月30日である。入札で落札した発電容量事業者は、引渡年度において、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、これに関与している。

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、電力引渡時に売上収益に認識される。

英国の発電容量市場は、国家補助金に関する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。従って、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なかった。

詳細な調査を経て、2019年10月24日に欧州委員会は、国家補助金に関するEU規則の下で、英国の発電容量市場制度を再承認した。この決定により、2018年11月以来一時停止されていた支払を行うことが可能となった。供給業者は、発電容量供給業者からの遡及請求額を2019年度に支払うことを要請され、発電事業者は、一時停止期間全体に係る収益を認識し、2020年1月および2月に現金を受領した。

- ・ **イタリアのシステム**：経済開発省により公布された2019年6月28日付政令にて承認された規則を適用して、2019年度に、発電容量市場が創設された。

このメカニズムは、イタリアの送電網管理者であるTERNAによって各引渡年度に催される入札手続きに基づいている。既存および将来の発電または貯蔵ユニット事業者が、その入札に参加することができる。選定された発電容量事業者は、既存の発電容量について1年間、将来の発電容量について15年間の固定プレミアムを通じて支払を受ける。当該固定プレミアムは引渡年度中に支払われる。

選定された事業者は、前日市場（Mercato del Giorno Prima）および調整市場（Mercato per il Servizio di Dispacciamento）において発電容量の売出しを行わなければならない。これらの市場における販売価格が、イタリアのエネルギー、ネットワークおよび環境の規制当局（ARERA）の定めた行使価格を超える水準となった場合には、事業者は当該超過額をTERNAに払い戻さなければならない。

2022年度および2023年度に設定された引渡日について、2019年度中に2件の入札が開催された。Edisonは、2022年度に係る3.8GWおよび2023年度に係る3.3GWを、新規発電容量についてMW当たり75,000ユーロおよび既存発電容量についてMW当たり33,000ユーロの年間価格にて落札した。

固定プレミアムは、対応する引渡年度中に収益に計上され、TERNAへの払戻額について、または当該発電容量が利用不能となった場合に減額される。

1.3.8 法人所得税

法人所得税には当期税金費用(収益)および繰延税金費用(収益)が含まれ、その金額は利益に対する課税が行われる国々で施行されている税法に基づき計算される。

IAS第12号に準拠して、当期および繰延税金は通常、その基礎となる取引に応じて、損益計算書または自己資本に計上される。

IAS第32号に基づき、資本性金融商品の保有者に対する分配（特に、配当金および永久劣後債の保有者に対する支払）の税効果は、IAS第12号に従って認識しなければならない。当グループは、これらの分配は過年度の累積利益からの支払であるため関連する税効果は当期の純利益に含まれると考えている。

IFRIC第23号を適用して、法人所得税の取扱いに不確実性が伴う場合には、税金資産または負債が認識される。選択した取扱いを税務当局が認容しない可能性が高いと当グループが考える場合には税金負債を認識し、既に支払済みの税金を税務当局が還付する可能性が高いと考える場合には税金資産を認識する。これらの不確実性に関連する税金資産および負債は、ケースごとに見積られ、実現可能性が最も高い金額ないし想定される様々な結果の加重平均により計上される。これらの税金資産および負債は、繰延税金に含まれる。

当期税金費用(収益)は、当期の課税所得に係る納税額の見積金額であり、年度末に適用される税率を使用して計算される。

繰延税金は、資産および負債の帳簿価額と税務上の価額との間の一時差異に起因する。繰延税金は以下により生じた一時差異に対しては認識されない。

- ・ 税務上損金算入できないのれん
- ・ 企業結合に該当せず、取引日現在で会計上の利益または課税所得(税務上の欠損金)に影響しない取引における資産または負債の当初認識
- ・ 当グループが一時差異の解消時期を決めることができ、その一時差異が予見可能な将来には解消しない可能性が高い場合の子会社および関連会社に対する投資、支店に対する投資ならびに共同支配の取決めに對する持分

繰延税金資産および負債は、期末日現在で適用される税率に基づき、資産が実現する期または負債が消滅する期の予想税率によって評価される。税率が変更された場合には、繰延税金は新たな税率により修正され、修正差額は、数理計算上の損益またはヘッジ手段および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 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。

1.3.10 のれんおよびその他の無形資産

1.3.10.1 のれん

1.3.10.1.1 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。

1.3.10.1.2 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1.3.14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。

1.3.10.2 その他の無形資産

1.3.10.2.1 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。

1.3.10.2.2 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1.3.10.2.3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1.3.26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1.3.12.2.4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。

1.3.10.2.3 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。

これは非継続のE&P事業に関連する（注記2.3を参照）。

1.3.11 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

1.3.11.1 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1.3.20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1.3.20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必要であり、計画された閉鎖時、特に主要な点検中に実施される作業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。

1.3.11.2 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）	： 20～60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

1.3.12 委譲契約

1.3.12.1 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。

1.3.12.2 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。
- ・ 公的機関からの温熱発電および配電に係る委譲。

1.3.12.2.1 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体法に準拠して、公共配電は、主として、公共サービス委譲システムの下で運営されている。委譲当局（地方自治体またはエネルギー供給局（Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE）として機能する連携のための公的機関）は、当事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。Enedisは、当該委譲の下で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（Electricité de Strasbourgを含む）によるサービスが提供されている。

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

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）およびEDF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取替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、FNCCR、フランス都市、EDFおよびEnedisは、新たな委譲契約モデルに関する枠組契約に署名した。この新モデルは、Enedisと委譲当局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当局、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当局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、取替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当局は現在、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（programmes pluriannuels d'investissements - 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は、各当事者の投資の優先度および財務的資源における変更を織り込むために、必要に応じ、Enedisおよび委譲当局との協議を経て修正される。

PPI終了時においてEnedisの財務的コミットメントに関連する投資が未だ実施されていないと観察された場合には、その委譲当局は、Enedisに対し、実施予定投資の7%に相当する合計額の預け金の差入れを義務付けることができる。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。

会計処理

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グループ、特にEnedis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。

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、委譲当局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当局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。

1.3.12.2.2 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）。

1.3.12.2.3 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、RTEの唯一の株主であるCTEの持分法価額の計算に含まれている。

1.3.12.2.4 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、委譲当局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当局または他の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。

1.3.12.3 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、地域ガス輸送網、水力発電所およびエネルギー・サービス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当局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。

1.3.13 リース

当グループの会計処理規則および方法は、2019年1月1日付で、以下の通り変更された。リースに関するこれらの会計処理規則は2019年度のみ適用され、比較年度である2018年度は引き続きIAS第17号に準拠して表示されている。

IFRS第16号に基づいて、契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合には、当該契約はリースであるかリースを含んでいるとされる。

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識別された取決めは、IFRS第16号を参照してリースとして分類される。

1.3.13.1 IFRS第16号に基づく借手としてのリース契約の認識

当グループの借手として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・産業機器に関連している。

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、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用権資産（「グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用権資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の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、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、リース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ものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用権資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、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、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

IFRS第15号に基づき売却として分類される「セール・アンド・リースバック取引」（資産の第三者への売却と以後の借手としての借り戻しからなる）を当グループが実施する場合には、当該リースによる使用権資産は、当該資産の従前の帳簿価額のうち当グループが留保した使用権に対応する割合として測定される。また当グループによる当該資産の売却益は、実際に第三者に移転された使用権の割合のみに対応する。リース負債は当該売却またはリースの条件が市場価額を反映していない場合を除き、調整されない。

注記49.1.1に記載したオフバランスシート・コミットメントは、以下に関連する。

- ・ 短期リース（12か月以下）
- ・ 少額資産リース（新規価額5,000米ドル未満）
- ・ リース資産が利用可能となる前に契約されたリース（例えば、建設中の資産）

1.3.13.2 貸手としてのリース契約の認識

当グループが貸手であるリース契約の会計上の取扱い、契約の分類により異なる。原資産の所有権に固有のリスクおよび経済的便益のほとんどすべてを借手に移転するファイナンス・リースについては、当グループは当初の固定資産ではなく、金融資産を貸借対照表に認識する。この場合、当該債権は将来リース料の割引価値と同額である。

1.3.14 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順を用いて見積られる。中長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。当グループは、各仮定対象について、特に外部の分析を参照する。例えば、電力価格の主要な要素であるコモディティおよび二酸化炭素については、当グループは自社のシナリオと、AIE、IHSまたはWood Mackenzie等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析自体が異なるマクロ経済環境に対応した円錐状のシナリオを提示していることを念頭に比較する。
- ・ 発電資産の評価には、発電容量の市場メカニズムによる収益もまた、関連する国が発電容量の収益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。

1.3.15 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48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。

1.3.15.1 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。

1.3.15.1.1 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。

1.3.15.1.2 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に独立科目である「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に区分表示されて報告されている。これらは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1.3.15.3を参照）。

1.3.15.1.3 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。

1.3.15.1.4 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1.3.15.3.3(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。

1.3.15.2 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。

1.3.15.3 デリバティブ

1.3.15.3.1 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。

1.3.15.3.2 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（注記1.3.15.3.3を参照）を除き、損益計算書に計上される。

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。

1.3.15.3.3 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。

在外営業活動体に対する純投資をヘッジするデリバティブの外国為替の影響および金利の影響に起因する公正価値変動額は自己資本に計上される。

1.3.15.4 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。

1.3.15.5 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。

1.3.16 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。

1.3.16.1 核燃料

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日付政令に定義された「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。

1.3.16.2 その他の棚卸資産

その他の棚卸資産は以下から成る。

- ・ その他の燃料。化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料およびガス在庫から成る。
- ・ その他の事業用消耗品。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）から成る。
- ・ 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。
- ・ その他の棚卸資産。主に、各種の環境政策（注記1.3.26を参照）および発電容量義務メカニズム（フランスの発電容量保証—注記1.3.7を参照）に基づき発行された証書から成る。

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。

1.3.17 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。

1.3.18 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。

1.3.19 自己資本

1.3.19.1 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。

1.3.19.2 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。

1.3.19.3 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。

1.3.19.4 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3.3.2、3.3.3および30.4を参照）。

1.3.20 従業員給付引当金以外の引当金

当グループは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額は当グループが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についての当グループによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよび当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

予想費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、予測支出スケジュールにわたって配分される。当該金額は、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整され、名目割引率を用いて現在価値に割り引かれる。引当金は、当該割引後の将来キャッシュ・フローに基づいている。

インフレ率および割引率は、企業が所在する国の経済および規制に関するパラメータに基づき、当グループ資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用の「割引の影響」に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.3.20.1 原子力発電関連引当金

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- 核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拠出に従って、使用済燃料管理、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32に記載されている。

1.3.20.2 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（法人所得税を除く）
- ・ 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、主にエネルギーおよびサービスの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。
- ・ ガス関連サービス契約に関連する損失は、契約の履行費用とその結果である経済的便益（市場および売上の仮定に基づく）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1.3.26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。

1.3.21 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。

1.3.21.1 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および制度資産の運用収益が割引率を乗じた額を超える額。
 - ・ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

1.3.21.2 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。

1.3.21.2.1 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のものを含む。

- ・ 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（IHGDF-Suez）グループの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価を基に評価されている。これにはEngieとの間のエネルギー交換契約に基づく支払額も含む。
- ・ 退職慰労金：老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合にはその被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第5項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

1.3.21.2.2 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年度に、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。

1.3.21.3 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。

1.3.22 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、以下のものから構成される。

- ・ 委譲当局の既存資産に対する権利（すべての委譲資産を取り戻す権利）。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。
- ・ 委譲当局の取替予定資産に対する権利（取替予定資産に関連する運営者の義務）。これらの非金融負債は以下のものから構成される。
 - ・ 資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された減価償却費。
 - ・ 取替引当金（委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関する）（1992年委譲契約モデル）。これは、当該資産と同じ発電容量および機能への取替価額と取得価額との差額に基づいて、当該資産の耐用年数にわたり引当計上される。取替価額は、公式の公表物からの指標に基づいて各年度末現在で調整され、調整による影響額は関連資産の残存耐用年数にわたり配分される。

資産が取り替えられると、資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された償却費および該当資産について計上された取替引当金は消去され、既存資産に対する権利に振り替えられる。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲当局の取替予定資産に対する権利は資産の取替により振り替えられ、委譲当局の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲当局の権利となる。

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当局の権利は、委譲資産に対する委譲当局の想定持分を示すものであり、貸借対照表に計上された資産を基に評価される。
- ・ 取替予定資産に関する義務は、年度末現在での減耗を考慮して測定された毎年度末現在の関連する資産の見積価額を基に評価される。
 - ・ 取替引当金の計算は、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。
 - ・ 委譲当局の供与資金の償却は、資産の取得原価のうちの委譲当局が資金供与した部分を基礎とする。

当グループは、取替予定資産に関する義務は委譲契約中の特別条項を基に評価されるべきであると考えている。このアプローチによれば、これらの義務は委譲当局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。

- ・ 取替引当金の計算の基礎は、每期1.4%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3.7%で割引いた金額である（2018年12月31日現在インフレ率1.6%および割引率4.00%）。
- ・ 委譲当局の供与資金の償却もまた3.7%で割引かれている。

以下の表は、Enedisに関する2019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）	2019年度
営業利益	2,388
金融損益	(637)
連結会社の税引前利益	1,751

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

（単位：百万ユーロ、税引前）	2019年度
期首現在	1,251
期末現在	3,003

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。

1.3.23 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。

1.3.24 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。

1.3.25 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1.3.21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48および注記32.2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、Electricité de Strasbourg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1.3.12および注記1.3.22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41.2.6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40を参照）。

1.3.26 環境

1.3.26.1 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。この制度に伴う権利および義務は、定期的に見直される。

2013年1月1日から2020年12月31日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Luminus（旧EDF Luminus）である。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。当グループでは、2つの経済モデルを併用している。

- ・ 「トレーディング」モデルでは、保有する権利は公正価値で「その他の棚卸資産」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、「温室効果ガス排出権－グリーン証書」に計上される。
 - ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
 - ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

所定の期間中の当グループ内企業による見積排出量が、その期間に無償で割り当てられた排出権から現物ないし先物市場で売却された割当済権利を控除後の残量を超える場合、排出超過を填補するための引当金が設定される。この引当金は、保有する権利の不足分（実際の排出量と保有する割当済権利との決算日現在での差）に相当する。

排出権の無償割当がない場合、決算日現在の実際の排出量相当の引当金が定期的に計上される。

いずれの場合も、この引当金は、現物ないし先物市場で取得された権利の量までは取得原価を基礎として測定され、残量は市場価格に基づく。この引当金は、排出権を国に提出する際に取り崩される。

決算日現在で、当年度の排出権および排出権提出義務のポートフォリオは、相殺しないで総額で表示される。

期末日現在で無形資産として計上され、先物売りの対象となっていない購入排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の購入した権利の数量を上回る場合には、その超過分に対して減損テストが行われなければならない。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。

1.3.26.2 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/ECを適用して、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。

国がこの目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この発電に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスが採用する方法）。
- ・ 再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（英国、イタリア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、Edisonおよび Luminus）。

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。

1.3.26.3 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、冷氣、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、当初3年間の省エネ義務を負うこととなった。

この義務を履行するために、EDFグループが利用できる3つの手段は、消費者のエネルギー効率的作業の支援、省庁公認の省エネ証書制度への資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

この目的のために発生した費用は、関連年度の「その他の収益および費用」の費用に計上される。期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、棚卸資産に含まれ、将来年度の義務履行に使用することができる。

達成した省エネが、期末日現在の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。これらの対策を取れない場合には、引当金は適用される罰則に係る費用を用いて評価される。

1.3.26.4 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（例えば、回遊魚の移動を容易にする構造物、排水処理設備等のための費用）。
- ・ 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部署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ている。

当グループは、当該基準の初度適用の累積的影響を初度適用日である2019年1月1日現在の利益剰余金の修正として認識する修正遡及法の適用を決定した。この方法は残存リース料の割引価値と同額の負債、および前払リース料または未払リース料につき修正した対応する使用权資産の認識を伴う。当グループは使用权資産を支払リース料負債と同額で評価することを選択した。

財務諸表の本表および付随する注記における比較数値についてIFRS第16号適用の影響に関する再表示は求められていない。

リース契約の残存期間にわたる2019年1月1日現在のリース負債を計算するために当グループが適用した加重平均割引率は、1.61%である（注記1.3.13を参照）。

当グループはまた、注記1.3.13.1に記載した通り、IFRS第16号の認める免除規定を適用して、IFRIC第4号の下で従来、リースまたはサービス契約として分類されていた契約を初度適用日現在で再評価しないことを決定した。

2.1.1 2019年1月1日現在の移行の影響

修正遡及法に基づいて、移行日現在でのIFRS第16号の適用は、純負債額に影響を与え、結果として使用权資産4,492百万ユーロが認識された。

2018年12月31日現在で報告されたIAS第17号に基づくオペレーティング・リース・コミットメントと2019年1月1日現在の同一契約に関するIFRS第16号に基づくリース負債見積額との差額は、以下の表の通り説明される。

(単位：百万ユーロ)	2019年1月1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49.1.1.3）	4,375
未認識契約（IFRS第16号免除規定）およびその他	(105)
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	1,125
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	(329)
2019年1月1日現在のIFRS第16号に基づく割引前リース負債	5,066
割引の影響	(574)
2019年1月1日現在のIFRS第16号に基づく割引後リース負債	4,492

この使用权資産およびリース負債の金額は、2018年12月31日現在のファイナンス・リース資産96百万ユーロ（注記25を参照）およびファイナンス・リース負債324百万ユーロ（注記41.2.1を参照）に加えて認識されている。

2.1.2 当グループの2019年12月31日現在の連結財務諸表に対する影響

2019年12月31日現在、使用权資産の純額は4,333百万ユーロであり、リース負債は4,510百万ユーロである。2019年度における使用权資産の償却費は(660)百万ユーロであり、リース負債に係る利息は(85)百万ユーロである。

参考までに、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517百万ユーロのプラスの影響（売却による実現利益の一部消去による(166)百万ユーロを含む）があり、連結純利益には重要な差異が生じないことになる。

2.2 IFRIC第23号—法人所得税の税務処理に関する不確実性

修正遡及法の適用に当たり、移行日現在でのIFRIC第23号の導入は、自己資本を通じて認識された税金負債（10百万ユーロ）に重要な影響を与えるものでなく、比較数値の再表示は行われなかった。

不確実な税務ポジションの表示に関するIFRICの2019年9月の決定を受けて、当グループは、従来、税金負債引当金として計上していた金額を、繰延税金負債に組み替えた。

2.3 IFRS第5号—E&P事業の売却計画

2019年6月28日付のEDFの取締役会および2019年7月3日付のEdisonの取締役会において、Edisonの探査および産出（E&P）事業に対する当グループの投資に関する購入の申し出が承認された。これを受けて、2019年7月4日にEdisonは、EdisonのE&P事業ならびに炭化水素の探査および産出事業（石油および天然ガス）に特化したその子会社の100%を売却する旨のEnergean Oil and Gasとの契約に署名したことを発表した。

契約に明記された売却価格は、企業価値750百万米ドルを基礎とし、イタリアのCassiopeaガス・プロジェクトの運転開始を条件とする追加的対価100百万米ドルが付されている。加えて、Edisonは、エジプトにおける今後の開発からロイヤルティを受け取る権利を有し、これは総額で10億米ドル近くをもたらす可能性がある。Edisonの将来の施設廃止義務はすべて、当該売却契約に基づいて買手に移転される。

Edisonの探査および産出は、Edison業務のすべて、つまり、採掘権およびイタリア内外の炭化水素事業会社の株式所有を管理している。特に、EdisonのE&Pは、地中海沿岸および北欧の9か国において、2018年12月31日現在1日当たり約49,000バレルの産出割当に相当するライセンス約90件のポートフォリオを所有している。

2019年12月23日に、Edisonは、2019年7月4日に発表したEnergean Oil and Gasへの当該売却に関して、依然として政府の承認が待たれていることを明らかにした。Edisonはまた、アルジェリアの当局から、アルジェリアのE&P資産に関して Sonatrachとの契約検討の打診を受けたことを言明した。

EdisonおよびEnergeanは協力しており、2020年度に可及的速やかに当該取引を完了するとの目標を確認している。

2.3.1 E&P事業の連結財務諸表における表示

Edisonは、E&P事業を営む唯一の当グループ企業であり、「イタリア」事業セグメントの大部分を占めることから、E&P事業の売却は、2019年1月1日から、IFRS第5号に定義する非継続事業として分類されている。

その結果、公表期間に係る損益計算書上、非継続事業の純利益は個別の科目により報告されている。同様に、キャッシュ・フロー計算書では、非継続事業によるキャッシュの純変動が公表期間について個別の科目により報告されている。

IFRS第5号の適用を受け、当該購入の申し出の条件に基づいて、2019年12月31日現在のEdisonのE&P資産および負債の金額は、連結貸借対照表上、個別の科目により報告されている。これらの非継続事業の資産および負債の詳細は、注記46に記載されている。当グループの2018年12月31日現在の損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書に対するIFRS第5号適用の影響は、以下に記載されている。

これらE&P事業の2019年12月31日現在の連結正味価額および購入の申し出に示された売却価格に基づいて、(513)百万ユーロの減損が当期に計上され（注記19を参照）、「非継続事業の純利益」に含まれている。

2.3.2 2018年度の損益計算書に対する影響

(単位：百万ユーロ)	2018年度 公表済	IFRS第5号の 影響	2018年度 再表示
売上高	68,976	(430)	68,546
購入燃料およびエネルギー費用	(33,012)	(44)	(33,056)
その他の対外費用	(9,364)	102	(9,262)
人件費	(13,690)	48	(13,642)
法人所得税を除く税金	(3,697)	7	(3,690)
その他の営業収益および営業費用	6,052	(50)	6,002
減価償却費および償却費控除前営業利益	15,265	(367)	14,898
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)	-	(224)
減価償却費および償却費（純額）	(9,006)	231	(8,775)
委譲運営有形固定資産取替引当金の純増加額	(50)	-	(50)
(減損)/戻入	(598)	308	(290)
その他の収益および費用	(105)	-	(105)
営業利益	5,282	172	5,454
総金融負債に係る費用	(1,716)	4	(1,712)
割引の影響	(3,486)	22	(3,464)
その他の金融収益および費用	393	(15)	378
金融損益	(4,809)	11	(4,798)
連結会社の税引前利益	473	183	656
法人所得税	149	29	178
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	569	-	569
非継続事業の純利益	-	(212)	(212)
連結純利益	1,191	-	1,191
EDFの純利益	1,177	-	1,177
継続事業の純利益	1,177	207	1,384
非継続事業の純利益	-	(207)	(207)
非支配持分に帰属する純利益	14	-	14
継続事業の純利益	14	5	19
非継続事業の純利益	-	(5)	(5)

2.3.3 2018年度の連結キャッシュ・フロー計算書に対する影響

(単位：百万ユーロ)	2018年度 公表済	IFRS第5号の 影響	2018年度 再表示
営業活動：			
税引前利益	473	-	473
非継続事業の税引前利益	-	(183)	(183)
連結会社の税引前利益	473	183	656
減損/(戻入)	598	(308)	290
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	(223)	12,957
金融収益および費用	729	(11)	718
関連会社および共同支配企業からの受取配当金	387	-	387
資産譲渡損益	(1,014)	-	(1,014)
運転資本の変動	462	8	470
継続事業の営業によるキャッシュ・フロー、純額	14,815	(351)	14,464
非継続事業の営業に関連するキャッシュ・フロー、純額	-	351	351
営業によるキャッシュ・フロー、純額	14,815	-	14,815
金融費用支出、純額	(1,062)	14	(1,048)
法人所得税支払額	(389)	80	(309)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー、純額	13,364	(257)	13,107
非継続事業に関連する営業活動によるキャッシュ・フロー、純額	-	257	257
営業活動によるキャッシュ・フロー、純額	13,364	-	13,364
投資活動：			
持分投資の取得、取得現金控除後	(484)	-	(484)
持分投資の処分、譲渡現金控除後	1,261	-	1,261
無形資産および有形固定資産への投資	(16,186)	170	(16,016)
無形資産および有形固定資産の売却による収入、純額	611	(34)	577
金融資産の変動	(2,367)	-	(2,367)
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー、純額	(17,165)	136	(17,029)
非継続事業に関連する投資活動によるキャッシュ・フロー、純額	-	(136)	(136)
投資活動によるキャッシュ・フロー、純額	(17,165)	-	(17,165)
財務活動：			
EDFの増資	-	-	-
非支配株主との取引	1,548	-	1,548
親会社の支払配当金	(511)	-	(511)
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)	-	(3)
株主とのキャッシュ・フロー	851	-	851
借入債務の発行	5,711	-	5,711
借入債務の返済	(2,844)	120	(2,724)
永久劣後債の発行	1,243	-	1,243
永久劣後債の償還	(1,329)	-	(1,329)
永久劣後債の持参人に対する支払額	(584)	-	(584)
委譲運営資産に係る受取拠出金	131	-	131
投資補助金	351	-	351
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	2,679	120	2,799
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー、純額	3,530	120	3,650
非継続事業に関連する財務活動によるキャッシュ・フロー、純額	-	(120)	(120)
財務活動によるキャッシュ・フロー、純額	3,530	-	3,530
継続事業による現金および現金同等物の純増加/(減少)額	(271)	(1)	(272)
非継続事業による現金および現金同等物の純増加/(減少)額	-	1	1
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	(271)	-	(271)
現金および現金同等物の期首残高	3,692	-	3,692
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	(271)	-	(271)
為替変動の影響	(95)	-	(95)
現金および現金同等物に係る金融収益	13	-	13
組替の影響	(49)	-	(49)
現金および現金同等物の期末残高	3,290	-	3,290

注記３．重要な事象および取引

注記2.3に記載したE&P事業の売却計画に加えて、2019年度の重要な事象および取引は以下の通りである。

3.1 原子力開発

3.1.1 フラマンヴィル3 EPR

備考：以下の情報は、注記3.5.3に記載した2018年度の重要事項の確認と合わせて読まれるべきものである。

2019年4月11日¹にEDFは、フラマンヴィル3 EPRにおける破断防止原則²の対象である主要蒸気移送管上の接合部に影響する品質上の欠陥に関して2019年4月11日に公表された原子力圧力機器諮問委員会（GP ESPN）の意見を承知している旨を発表した。

1 2019年4月11日付プレスリリースを参照。

2 破断防止原則は極めて高い品質基準であり、機器の一定項目の設計、製造および稼働中監視に関する原子力圧力機器規則よりさらに厳しい要件を備えている。これらのより厳しい要件は、当該機器の破断可能性が極めて低いと判断するに十分でなければならない（この基準が適用された場合には、当該配管における破断の結果に関する包括的な調査は、発電所の安全性が示された状態では要求されない）。

原子力安全当局（ASN）は、当該品質上の欠陥の調査の一環として、2019年4月9日にGP ESPNの会議を開催していた。

- ・ 2018年12月3日に、EDFは、破断防止要件に関して不備が認められた主要な二次回路の接合部の修理および品質改善に関する手続、ならびに原子炉容器建造物構造内の8か所の接合部に関する特定の検証方法に関する手続を記載した技術ファイルをASNに提出した。
- ・ 当該ファイルは、放射線防護原子力安全研究所（IRSN）からの技術的支援を得て、ASNにより検証された。
- ・ この検証に基づき、EDFが出席するGP ESPNの会議において検討が行われ、背景となる事実、その分析および問題を取扱うための方法が提示された。EDFはこのファイルの技術的な検証に関する諮問委員会からのすべての質問に回答した。

EDFはその時点で、諮問委員会により提案された勧告および解決手段が試運転の予定および建設費用に影響を与える可能性があること、ならびに数週間後に本件に関して取るべき措置についての決定を公表する予定であったASNとの間で当グループが検討を続けていくことを表明した。

これに従い当グループは、フラマンヴィル3 EPRの予定および建設費用に関する詳細な更新は、ASNの決定が公表された後に行われることを言明した。

2019年6月20日³にEDFは、フラマンヴィル3 EPRの破断防止原則の対象である主要蒸気移送管上の接合部に影響する品質上の欠陥に関して2019年6月19日付書簡にてASNが公表した決定を承知している旨を発表した。

3 2019年6月20日付プレスリリースを参照。

当該書簡においてASNは、破断防止原則に準拠していなかったフラマンヴィルEPRの8か所の格納容器溶け込み接合部を修理するようEDFに要請した。

2019年7月26日⁴にEDFは、溶け込み接合部の品質改善に向けた3つのシナリオが検討されている最中であり、当該3つのシナリオの詳細な検証およびASNとの検討を経て、その後数か月以内に、選定されたシナリオから推測される予定表および費用を当グループが明らかにする見込みであることを発表した。当グループはまた、試運転は2022年度末より前には見込めないことを言明した。

4 2019年7月26日付プレスリリースを参照。

当該作業の結果、ASNとの検討が行われ、ASNは10月4日付で、当該3つのシナリオの技術的な実現可能性に関する書簡をEDFに送った⁵。

5 2019年10月9日付プレスリリースを参照。

EDFが推奨する溶け込み接合部の修理シナリオは、関連する配管内部の精密な操作を実施する目的で設計された遠隔操作ロボットの使用を伴う。この技術は稼働中の原子力発電所向けに設計されたものであり、溶け込み接合部の修理向けに適格性を認められなければならない。当該シナリオはASNの妥当性確認により2020年度末までに適格性を認められることを目標としており、EDFは当該日をもって修理作業の開始が可能となる。第2のシナリオは、セーフガード補助建屋における抽出および再調整作業を伴うものであり、現段階では代替的解決策と考えられている。

この溶け込み接合部の修理戦略に基づいて、EDFの取締役会は2019年10月8日開催の会議において、フラマンヴィルEPR建設の継続を承認した。

これを受けて当グループは、フラマンヴィルEPR¹の予定表および見積建設費用を修正した。

1 フラマンヴィル3EPRの4基の蒸気発生器および加圧器に関係するFramatome原子炉部品の技術的製造基準からの逸脱の問題（電気抵抗溶接の応力除去熱処理工程）は、注記3.1.2に説明されている。

この推奨する溶け込み接合部修理シナリオの実施に関する暫定的な予定表では、ASNの妥当性確認の目標が達成された場合に、燃料装荷日を2022年度終盤、改訂後の建設費用を15億ユーロ増の124億ユーロ²と設定している。これらの追加費用の大半は、資産計上ではなく営業損益として処理される³。これらの費用は、2020年度、2021年度および2022年度に影響を与える。2020年度については、EDF純利益に対する影響は他のすべての事項を一定として（4）億ユーロであり非経常項目を除いた純利益には影響を与えないものと見積られている。

2 2015年のユーロにより、建設中の利息を除く。

3 自家建設資産に関連して発生した異常コストに関するIAS第16号第22項。

品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止原則要件への準拠性違反がある二次システムの接合部58か所については、現場において再調整工程が進行している。同時に、第2のホット機能検査フェーズが2019年9月21日に開始された。ホット機能検査はシミュレーションされた正常操業条件下における発電所の性能を点検する。

3.1.2 Framatomeによる原子炉部品製造を規定する技術基準からの逸脱

Framatomeは、原子炉部品製造を規定する技術基準からの逸脱をEDFに報告した⁴。当該逸脱は、用いられた製造工程の実行に関係し、実行に際して、一部の蒸気発生器の接合部に係る応力除去熱処理を伴う製造作業中に一定領域において温度範囲が遵守されなかったものである。これは、稼働中の部品および、事業未供用ないし現場設置前の新規部品に関係している。

4 2019年9月10日付プレスリリースを参照。

2019年9月9日にEDFは、一定の原子炉部品に適用された溶接後の応力除去熱処理工程における逸脱に関する初回調査について、ASNに報告した。

その後、関係する機器および原子炉の棚卸しを実施し、それらが操業に適格であることを確認する目的でEDFおよびFramatomeが実施した作業⁵により、現在稼働中の原子炉6基（ブレイエ原子炉3号機および4号機、ビュジェ原子炉3号機、フェッセンハイム原子炉2号機、ダンピエール・アン・ビュリー原子炉4号機、ならびにパリュエル原子炉2号機）に設置された18基の蒸気発生器が識別された。

5 2019年9月18日付プレスリリースを参照。

事業未供用の部品は、フラマンヴィル3 EPRの4基の蒸気発生器および加圧器、ならびにグラヴリーヌ原子炉5号機および6号機に係る蒸気発生器の取替目的で作られた3基の設置前の新規蒸気発生器である。

2019年10月24日付でASNが公表した「Framatomeの接合部応力除去熱処理における製造上の逸脱」と題する情報通知を受けて、EDFは⁶、関係する原子炉は現状通りに機能し続けることが可能であり、当該不具合への対応目的で要請される点検のために閉鎖する必要はない点に着目した。実地点検は、新規の蒸気発生器の該当接合部についてはグラヴリーヌ5号機への設置時に、稼働中の蒸気発生器の該当接合部については燃料再装荷のための閉鎖時に実施され（ブレイエ4号機、パリュエル2号機およびダンピエール4号機）、さらにフェッセンハイム2号機の蒸気発生器に係る接合部について実施された。その他の稼働中の蒸気発生器については、2020年度上半期末までに、次に予定されている燃料再装荷のための閉鎖中に、該当接合部について同様の点検が実施される（ビュジェ3号機およびブレイエ3号機）。現段階においては、これらの閉鎖の延期が必要となることは予想されていない。

6 2019年10月25日付プレスリリースを参照。

3.1.3 ヒンクリー・ポイントC

ヒンクリー・ポイントCプロジェクトは、2016年9月に発表した予定表通り、2019年6月に、1号機向けの原子力島「共通基盤」の完成というJ-0の経過目標を達成した。

この主要な経過目標に続いて、当該プロジェクトの費用、予定表および組織の詳細なレビューが実施された。このレビューの結論は、以下の通りであった。

- ・ 2019年度初頭に発表された、2020年6月に2号機向け共通基盤を完成するとの次なる経過目標が確認された。
- ・ 以前明らかにした1号機および2号機の商業運転日（COD）の遅延リスク（それぞれ15か月および9か月）は増大している¹。
- ・ プロジェクト完成費用²は現在、215億から225億英ポンドの間と見積られており、従前の見積額に対し19億から29億英ポンド³増加した。この幅は、供給業者と協力して達成される活動計画の有効性に依存する。

1 このリスクが現実化した場合、2015年の英ポンドで約7億英ポンドの追加費用を伴う。この仮定の下で、EDFのIRRは0.3%低下する。

2 2015年の英ポンドにより、建設中の利息および当該プロジェクト向け参照為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した外国為替の影響を除く。

3 活動計画分を控除後の追加費用。

費用の増加は、困難な地盤条件により掘削作業に予定以上の費用がかかること、活動計画の目標改訂、および英国の規制上同種初の適用のために採用された完成済み機能設計の実装に必要な特別コストを反映している。

差額決済契約の条件下において、この新たな見積費用は英国の消費者ないし納税者に影響を与えない。ヒンクリー・ポイントCに関するEDFの収益率（IRR）⁴は、現在、7.6%から7.8%の間と見積られている。

4 EDFの予測IRR。1英ポンド=1.15ユーロの為替レートで計算され、超過コストまたは遅延に関する株主との間の上限付き補償メカニズムを含む。

当該プロジェクトの管理者は引き続き、2025年度末に1号機からの発電を開始することに総力を結集している。この達成に向けて、プロジェクト管理者が監督する運営活動計画が導入されつつある。これには、EDFグループの英仏両国のエンジニアリング・チーム、建設および付帯業務の請負業者、ならびにサプライチェーン全体にわたる設備およびシステムの供給業者が関係する。

3.1.4 Taishan

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。

2号機は、2019年9月7日に商業運転を開始した。1号機の運転開始後わずか9か月で当該原子炉の安全な運転に関するすべての要件が充足された。

1,750MWのEPR原子炉2基から構成されるTaishan原子力発電所は、エネルギー業界において中国とフランス間の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%）および中国の公益事業者であるGuangdong Energy Group（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、当該発電所にEPR技術を提供した。当該プロジェクトは、EDFとCGNの35年の戦略的提携ならびに、フラマンヴィル3 EPRからの運転経験およびフランスと中国の原子力部門間の相補性を十分に活用した。

2018年12月13日の1号機原子炉の運転開始から得た経験は、燃料装荷から商業運転開始までの期間を、同一の安全条件で3か月短縮することを可能とした。

Taishanプロジェクトは、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原子炉に提供している。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シンクリー・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2基の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プロジェクトにおいてもパートナーとなっている。

3.1.5 NUWARD：小型モジュール型原子炉（SMR）共同プロジェクト

2019年9月17日に、ウィーンにおけるIAEAの総会において、フランスの原子力・代替エネルギー庁（CEA）、EDF、Naval GroupおよびTechnicAtomeは、小型モジュール型原子炉（SMR）の共同開発プロジェクトである「NUWARD」™を発表した。NUWARDは、300-400MWeの範囲の脱炭素で安全かつ競争力のある発電への世界的需要の高まりに応える、PWR（加圧水型原子炉）に基づく解決策となるものである。

CEAおよびEDFはまた、SMR開発に係る連携の可能性を模索するために、Westinghouse Electric Companyとの協議を開始した。

3.1.6 フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFは、フェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止および永久閉鎖宣言に関する申請書を、ASNおよびフランスの環境連帯移行省に提出した。1号機原子炉の閉鎖は2020年2月22日に予定されており、2号機原子炉の閉鎖は2020年6月30日に予定されている。

この申請書の提出は、2015年8月17日付法律「グリーン成長のためのエネルギー移行法」による原子力発電量の上限設定に起因するフェッセンハイムの早期閉鎖についてフランス政府がEDFに補償する旨の合意協定に、政府およびEDFが2019年9月27日に署名したことを受けて行われた。

この協定の条件に基づいて支払われる補償は、以下のものから構成されている。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、BNI税、解体費用および従業員配置転換費用）の閉鎖後4年間にわたる分割支払額。これらの支払いは総額400百万ユーロ近くに上る見込みである。
この補償は、関連する費用が発生した都度、その発生時に収益として損益に認識される。
- ・ 2041年度までの将来の発電により生み出されたものと見込まれる逸失利益に相当する、その後の支払い。フェッセンハイムの過去の出力数値を基礎とし、原子力電力販売価格、特に観察された市場価格に基づいて「事後に」計算される。

3.2 売却

3.2.1 Alpiqに対するEDFの25%持分の売却

2019年4月4日に、EDF、EBM (Coopérative Elektra Birseck) およびEOS (EOS Holding SA) は、各社のガバナンス機関による承認後、スイスの発電業者であるAlpiqに対するEDFの持分（同社の資本および議決権の25.04%）のEBMおよびEOSへの売却（各社は当該持分のそれぞれ半分を取得する）に係る契約に署名した。

この取引において、Alpiqに対するEDFの持分は、Alpiq株式1株当たりの購入価格70スイスフランに基づいて、約489百万スイスフラン（約434百万ユーロ）と評価された。これにより当グループの純負債額が434百万ユーロ減少した。この株式購入契約は、潜在的アーンアウト・メカニズムを含む。当該売却は、ドイツの競争当局による認可を受けた後、2019年5月28日に完了した。

これによる連結純利益に対する影響は重要ではない。

3.2.2 CENGに対する投資に係るプット・オプション行使のEDFによる通知

2014年度にExelonと締結した契約¹に従って、2019年11月20日に、EDFはExelonに対し、CENG株式の49.99%に係るプット・オプションの行使を通知した。

¹ EDFの2014年4月1日付プレスリリース「EDFおよびExelonがCENGに係る契約を最終化」を参照。

CENGは、ニューヨーク州およびメリーランド州に所在する3か所の原子力発電所に5基の原子炉を所有しており、総発電容量は4,041MWである(会社所有発電容量)。

このプット・オプションは、EDFにより2016年1月1日から2022年6月30日まで行使可能であった。取引価格は、当該プット・オプション契約の契約条項に従って算定されるCENG株式の公正市場価額を基礎とする。

当該取引の完了は、必要な規制上の承認を得ることが条件となる。

このCENG株式の売却は、EDFグループが発表した非中核資産に関する売却計画の一環である。

当グループは、CENGに対する投資を、売却目的保有資産に組み替えた（注記46を参照）。

3.3 資金調達取引

3.3.1 ESG基準に連動する与信枠3件の締結

2017年度および2018年度に締結された当グループのサステナビリティ・パフォーマンスに連動する他の2件の与信枠の継続となる当該新規契約により、EDFは、その資金調達戦略において持続可能な資金調達手段が中心的役割を果たすことを再確認している。ESG連動の更新可能な与信枠は2019年12月31日現在、総額50億ユーロ超であり、EDFグループの与信枠の約48%を占めている。

2019年3月22日に、EDFおよびBBVAは、300百万ユーロのリボルビング与信枠を締結した。

2019年7月22日に、EDFは、300百万ユーロのリボルビング与信枠2件を締結した。1件は、Crédit Agricole Groupとの間でCrédit Agricole CIBの主導により締結され、LCLおよびCrédit Agricole d'Ile-de-Franceを含む。もう1件は、Societe Generale CIBとの間で締結された。

これら3件の与信枠は、当グループの3つのサステナビリティKPI、即ち、直接二酸化炭素排出量、EDFのフランスの住宅顧客によるオンライン消費モニターツールの利用（積極的にエネルギー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）、および保有軽車両の電化に、そのコストが連動する調整メカニズムを組み込んでいる。

3.3.2 永久劣後債の発行

2019年11月26日に、EDFは、表面年利率3.00%、初回繰上償還日までの期間8年のユーロ建てハイブリッド債500百万ユーロを発行した。

この募集は、資本構成の恒久的な一部であるハイブリッド証券を通して資金調達を行う当社の強いコミットメントを示している。当社はハイブリッド債の残高を先行的に管理しており、この発行による調達資金は、主に未償還のハイブリッド債シリーズ数本の一部買入償還資金に、また状況に応じて当社およびEDFグループの一般事業目的に使用された。

IAS第32号に準拠して、この永久劣後債（注記1.3.19.4を参照）の発行は、資金受領時に493百万ユーロ（費用控除後）で自己資本に計上された。

3.3.3 ハイブリッド債の一部シリーズの償還

2019年11月26日にEDFは、以下のハイブリッド債の償還について、現金による買入償還の申し出を公表した。

- ・ ユーロネクスト・パリにおいて取引が許可されており、当社のオプションにより2022年1月22日が初回償還日となる1,000百万ユーロのリセット条項付永久劣後ノート。このうち661.8百万ユーロが未償還であった。償還額は394.9百万ユーロであり、決済は2019年12月13日に行われた。
- ・ ルクセンブルグ証券取引所の規制市場において取引が許可されており、当社のオプションにより2023年1月29日が初回償還日となる3,000百万米ドルのリセット条項付永久劣後ノート。このうち30億米ドルが未償還であった。償還額は902.4百万米ドルであり、決済は2019年12月31日に行われた。

EDFはまた、リセット条項付永久劣後ノート12.5億ユーロ（このうち338.2百万ユーロが未償還であった）の全額償還オプションを2020年1月29日に行使した。当該償還が確実と見込まれたことから、EDFは、2019年12月31日付でこれらの資本性金融商品を338.2百万ユーロの金額で金融負債に組み替えた（注記30.4を参照）。

結果として、2019年11月26日の表面年利率3.00%、初回繰上償還日までの期間8年のハイブリッド債500百万ユーロの発行（注記3.3.2を参照）を考慮に入れて、これらの取引により、EDFの貸借対照表上、ハイブリッド商品残高の総額は約8%減少して98億ユーロとなり、その一方で、見積額にして2020年度は約44百万ユーロ、2021年度は約58百万ユーロの利息純額の節約を生み出した。

IAS第32号に準拠して、この永久劣後債（注記1.3.19.4を参照）の償還は、資金支払時ないし償還確約時に1,618百万ユーロ（費用控除後）で自己資本に計上された。

3.3.4 優先債の発行：EDFによる20億米ドルおよび12.5億ユーロの資金調達

2019年11月27日に、EDFは、固定表面年利率4.50%、期間50年の優先債発行により20億米ドルを調達した。この取引は、長期のクレジット・カーブにおいて極めて多様な投資家基盤を惹きつける当グループの能力を示している。

さらに、2019年12月2日に、EDFは、固定表面年利率2.00%、期間30年の優先債発行により12.5億ユーロを調達した。これは、欧州市場における社債発行体の当該期間での資金調達額としては最大の金額である。

3.4 再生可能エネルギー

3.4.1 洋上風力発電：フランス

- 2019年6月初旬に、フランスの国務院は、環境協会により提起された抗告を棄却して、480MW、80タービンの風力発電所をフランス西海岸沖のサンナゼール近くに建設する計画を認証した。当該抗告手続の本案を検証した後、フランスの最高行政裁判所は、Groupement des résidents pour la sauvegarde environnementale de La BauleおよびAssociation pour la protection du site et de l'environnement de Sainte-Margueriteによる申請を棄却した。国務院の当該判決は、EDF RenewablesおよびそのカナダのパートナーであるEnbridgeが、当該プロジェクトの開発を継続することを認めている。このフランス初の洋上風力発電所の建設は、2019年9月に開始された。
- 公開入札の手続を経て、フランスの環境連帯移行大臣は、子会社であるEDF Renewablesを通じて、EDFグループをInnogyおよびEnbridgeとのパートナーシップにより、フランス北海岸沖の将来のダンケルク洋上風力発電所の設計、建設、運営および保守を行うものとして選定した。

これは、2012年度に落札したサンナゼール、フェーカンおよびクルル・シュル・メールの3件のプロジェクトに続き、当グループがフランス政府の入札手続を通じて受注する4件目の洋上プロジェクトである。将来のダンケルク風力発電所は、沖合10km超に建設され、設置済み発電容量は約600MWとなり、ノール県の電力需要の約40%相当を供給することとなる。

これらのプロジェクトは、業界のパートナーとともに実施されており、当グループの連結財務諸表上、持分法により会計処理されている。

3.4.2 Luxel Groupの取得

2019年3月28日に、EDF Renewablesは、フランスの独立系太陽光発電エネルギー事業者であるLuxel Groupを取得した。同社は、稼働済、建設準備済ないし開発中のプロジェクト1GWcのポートフォリオを保有している。この取得は、EDFの太陽光計画における意欲的な目標の達成を視野に入れ、フランスの太陽光発電におけるEDF Renewablesの地位を大幅に強化する。

3.4.3 中国における洋上風力発電所および暖房ネットワーク最適化に関する2件の契約の署名

2019年3月25日に、EDFは、中国の低炭素プロジェクトに関する2件の契約に署名した。

- 中国電力市場の業界主導的な参加者であるChina Energy Investmentとの間で署名された協力契約は、上海北側の江蘇省沖にあるDongtai IVおよびV洋上風力発電プロジェクトに対する持分のEDFによる取得に関連する。
Dongtai IVおよびDongtai Vプロジェクトは現在建設中である。最終契約の締結を条件として、両当事者は、設置済み発電容量合計500MWを建設、運営し、これらは2021年までに段階的に運転開始される。
- EDFおよび公共電力事業者であるHuadianは、中国中央部の武漢市の一地区向け暖房および空調ネットワークの性能向上のための協力契約に署名した。当該ネットワークは最終的に、顧客100,000件向けの暖房および事務所スペース500,000㎡向けの空調を供給するものとなる。署名者は、三門峡市の暖房ネットワークのためにEDFグループが既に使用しているスマート・エネルギー管理ツールをすべて組み込むことの実行可能性について共同で検証する予定である。

3.4.4 モロッコのNoor Midelt I太陽光プロジェクト

国際的な競争入札の手続を経て、2019年度に、モロッコ持続可能エネルギー庁（MASEN）は、Noor Midelt I多技術太陽光発電所の第1フェーズの設計、建設、運営および保守に関し、EDF（子会社であるEDF Renewablesを通じて）、Masdar（Abu Dhabi Future Energy Companyとしても知られる）およびGreen of Africa（モロッコの再生可能エネルギー開発業者）により形成されるコンソーシアムを選定したことを発表した。

設置済み発電容量800MWの当該ハイブリッド太陽光プロジェクトは、集光型太陽熱発電（CSP）と光起電（PV）技術の革新的な組み合わせを用いる。

3.4.5 洋上風力発電：EDFがESBとともにNeart na Gaoithe洋上風力発電所に着手

2019年11月28日に、EDFグループは、スコットランドのNeart na Gaoithe（NnG）洋上風力発電所プロジェクトの建設およびアイルランドの電力会社であるESBとの新たなパートナーシップを発表した。ESBは、2018年5月にMainstream Renewable Powerから取得した当該プロジェクト（2018年12月31日現在の財務諸表に対する注記5.2を参照）の50%持分を有している。ESB

はアイルランド島の電力市場において発電から送配電および顧客供給にわたる事業を展開しており、その存在感はグレート・ブリテン中に拡大している。ESBは2017年にスコットランドに事務所を開設し、再生可能エネルギー・プロジェクト、特に陸上および洋上風力発電のさらなる開発を推進している。

450MWのNnGプロジェクトは、EDFの洋上風力発電開発戦略の一環であり、EDFが原子力および再生可能エネルギーの両方で既に力強い足跡を残している英国において、脱炭素発電におけるその地位を確立するものである。

Neart na Gaoithe¹は、スコットランド南東のファイフ海岸沖約15kmの北海に設置予定の54基のタービンから構成される。本格稼働時には、NnG洋上風力発電所は、スコットランド電力消費の4%に当たる375,000世帯超の年間必要量に相当する電力を毎年発電する。この全面的同意を受けた洋上風力プロジェクトは、期間15年、2012年の英ポンドでMWh当たり114.39英ポンドの差額決済契約(Cfd)を有し、グリッド接続契約が整備されている。

1 ゲール語で「風の力」である。

部品の陸上工事は現在施工中である。海上工事は2020年6月に開始予定であり、全面的な運転開始は2023年度に予定されている。

この売却取引は2019年12月4日に完了し、EDF Renewablesの2019年度の発電資産売却益の大部分を占め（その他の営業収益および費用に計上された総額560百万ユーロ、2018年度はこれに対し192百万ユーロ注記12.2を参照）、NnGに対する支配喪失の負債削減効果により、EDFグループ純負債額の12億ユーロの削減に寄与した。

この売却後、NnGに対する50%所有持分は公正価値で評価され、持分法により会計処理されている。

3.4.6 ドイツにおける開発中300MW風力プロジェクトの重要なパイプラインの取得

2019年9月12日に、EDF Renewablesは、ドイツ各地にわたり開発中の約300MWの重要な風力プロジェクトのパイプラインを、Altus AGから取得したことを発表した。Altus AGは、EDF Renewablesと緊密に連携して、将来の風力発電所の建設まで、これらのプロジェクトの地域開発を進める。

当該プロジェクトは異なる10連邦州に所在し、開発過程の様々な段階にある。土地賃貸借契約は確保済みであり、環境調査は現在実施されている。

全面的な認可が下りた時点で、当該プロジェクトは、20年の電力購買契約を確保するため、ドイツ連邦政府が開催する陸上風力発電の入札に参加する予定である。

これらの風力発電所は、今後5年間のうちに運転開始する予定である。

3.4.7 Pivot Powerの取得

2019年11月4日に、EDFグループは、バッテリーによる蓄電および電動車両の充電インフラに特化した、Pivot Powerと称する英国の新規事業の取得を発表した。この戦略により、既に英国最大の低炭素発電業者であるEDFは、同国のバッテリー蓄電における主導的存在となることが可能となる。

Pivot Powerは、英国各地の40か所超にわたるバッテリー蓄電プロジェクトの広範なポートフォリオを有し、その総容量は2GW近くに上る。高圧送電システムに直接接続されるバッテリーを設置する計画がある。ケムズリー（ケント州）およびカウリー（オックスフォード州）における最初の2件の蓄電プロジェクトは、土地、計画およびグリッド接続契約が整備されており、2020年度に運転開始する予定である。

EDFの電力貯蔵計画の一環として、この取得は、2035年度までに貯蔵量を10GW追加して欧州における主導的存在になるという当グループの目標に寄与する。当該取得はまた、2022年度までに英国、フランス、イタリアおよびベルギーで主導的な電動モビリティ企業になるというEDFの電動モビリティ計画とも整合する。同日以降、当グループの目標は、600,000台の電動車両に電力を供給し、75,000か所の充電ポイントを設置することである。

3.5 2018年度の重要な事象および取引

3.5.1 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なかった（連結自己資本変動計算書を参照）。

3.5.2 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。

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。

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。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18百万ユーロであった。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た。

3.5.3 フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

備考：この2018年度の重要事項の要約は、2019年2月15日に公表された2018年12月31日現在の財務諸表に記載されているものであり、注記3.1.1に記載した2019年度の進展の要約と合わせて読まれるべきものである。

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同日現在の状況については、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（ASN—Agence de Sécurité Nucléaire）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は当該点検の開発に取り組んだ。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った。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、以後数か月以内に綿密な調査を行う予定であった。

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た。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ていた。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た。

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することとされた。EDFは同日現在、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かった。

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）ならびにエネルギーおよび気候法

複数年エネルギー計画(PPE) 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手段である。

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。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表した最初のPPE案

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。

これを達成するためには、2020年春のフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖に加え、2035年までに原子炉12基を閉鎖しなければならない。該当する原子炉は、第5回10年検査の時期を迎えた時点で閉鎖される。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、2027年および2028年に早期閉鎖される予定である。電力価格、安全供給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、2025年-2026年に閉鎖される可能性がある。

PPE案は、フランス政府が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り、それは、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ことを明記している。

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（中略）。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する目標は、最後の石炭専焼火力発電所を2022年までに閉鎖し、化石燃料のみから発電する新たな発電所の認可を停止することである。

この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。

当該案は、2019年および2020年に様々な協議プロセスを通過した。

エネルギーおよび気候法

フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は、2019年11月9日付官報にて公布された。当グループの事業に影響を与える主な措置は、以下の通りである。

第1条は、低炭素国家戦略および複数年エネルギー計画(PPE)に向けた予備的作業の結果に照らして、フランスのエネルギー政策の目的を変更するものである。

- 「温室効果ガス排出量を1990年から2050年の間に4分の1にする」目標が、「温室効果ガス排出量を1990年から2050年の間に6倍超の率で削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成する」目標へと置き換わる。
- 「化石燃料の一次エネルギー消費量を2030年までに、基準年度である2012年に対し30%削減する」目標が、「化石燃料の一次エネルギー消費量を2030年までに40%削減する」目標へと置き換わる。
- 最後に、フランスの発電量に占める原子力の割合を50%に削減する計画期間を、2035年に設定する。

第12条は、温室効果ガス排出量に上限を設けるものであり、2022年1月1日から化石燃料発電施設に適用される。この上限は、2019年12月26日付政令2019-1467により設定され、その結果、石炭専焼火力発電所は2022年1月1日までに閉鎖されることとなる。環境連帯移行省が発表した2022年までの石炭火力発電所閉鎖に係るプレスファイルに示された通り、関係従業員および下請業者のための政府支援措置が規定される予定であり、地域プロジェクトが計画されている。

この法律の草案に基づいて、当グループは従前から、ル・アーヴル発電所を2021年春までに閉鎖する意向であること、およびコルドメ発電所のバイオマス発電所への転換の可能性を引き続き検証している最中であることを発表していた。2019年1月24日開催の会議後に、EDFおよび環境連帯移行大臣は、現在石炭を燃料としている暖房設備ないし発電所に利用可能な革新的、環境保護的な燃料生産のためのエココンバスト・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。電力の安全供給を確保するため、フランス政府から委託されたRTEの研究がその必要性を認めた場合には、生産されたバイオマスの一部または全部が、2026年までに、現在のコルドメ・ユニット向け燃料の80%の供給に利用され、これによって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の確保を維持する可能性がある。

結果として、ル・アーヴルおよびコルドメ発電所の減価償却期間の終了時期は、2019年度上半期において変更され、ル・アーヴルについては2021年度、コルドメについては2026年度に設定された。ル・アーヴルの閉鎖日は2021年4月1日と確認されたが、コルドメの日程は依然として特にエココンバスト・プロジェクトに関する未だ下されていない最終決定に依存して変更される可能性がある。

この減価償却期間の将来に向かっての変更が当グループの2019年12月31日現在の財務諸表に与えた主な影響は、減価償却費の約141百万ユーロの増加である。

エネルギーおよび気候法第62条は、歴史的原子力発電への規制接続のためのARENHメカニズムにおける価格補完の計算を変更し、エネルギー法L.336-1条に定義する上限の効果を考慮に入れることを意図している。これらの価格補完の主な目的は、供給業者からのARENHへの要請が必要量と見合うことを確保し、その結果、公益を害する効果を回避することである。

ARENHの上限は、2020年1月1日から150TWhに引き上げられた。ただし、年間に認められるARENH引渡しの（当該上限までの）限量合計を決定する量制限は、2020年度については変更されず100TWhのままであった。

エネルギーおよび気候法はまた、企業の成長および変革のための「PACTE」法案で当初提案された規定が否決されたことを受けて、規制販売料金に係る4つの条項を含んでいる。

- ・ 第63条は、フランス法を欧州連合法に整合させるため、すべての顧客について、規制ガス販売料金の廃止の条件を規定している。同法制定の翌月に規制料金ガス契約の販売は廃止され、現在は、新たな天然ガス契約を規制販売料金で申し込むもしくは変更することは不可能である。規制料金は、小規模事業については2020年12月1日から廃止され、すべての顧客について、2023年7月1日から廃止される。これらの料金廃止に関して必要な支援措置が同法において規定されている。
- ・ 第64条以降は、従業員10人超または年間の売上高、収益合計もしくは貸借対照表合計額が2百万ユーロ超である非住宅顧客について、規制電力販売料金の廃止の条件を規定している。

表明されたコメントおよび意見を考慮に入れた新たなPPE案の2020年1月20日付での環境連帯移行省による公表および2020年2月19日までの協議プロセス

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法によって現在はエネルギー法の一部である、原子力電力およびフランスのエネルギー構成において2035年までに原子力を50%とする目標に関して、この改訂PPE案は、原子炉閉鎖に向けた詳細および条件を明記している。優先度が高い事項は、経済的および社会的影響が最小限に抑えられ、電力網に与える影響が最も低く、かつ用地全体の閉鎖を伴わない閉鎖とされる予定である。フランス政府の要請により、これらの基準に基づいて、2020年1月20日にEDFは、ブレイエ、ビュジェ、シノン、クリュアス、ダンピエール、グラヴリーヌおよびトリカスタン用地における原子炉2基ずつの閉鎖の可能性を検証することを提案した。

また現在は、原子炉の早期閉鎖は、その実施の3年前に確認される予定であることも規定されている。

当該PPEの最終化および採択により、当グループの財務諸表には、第5回10年検査前である2027年および2028年における原子炉2基の早期閉鎖が反映される予定である。その耐用年数の変更の結果、減価償却期間が将来に向かって変更され、原子力引当金のための見積額が変更される可能性がある。この状況下で当該発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされる可能性があるため、検証された様々なシナリオが示唆するところでは、それが原子力引当金、特に廃炉引当金に与える潜在的影響は数10百万ユーロの増加となる可能性があり、これらは関連する貸借対照表資産の調整を通じて認識されることとなる。

既存の原子力施設の規制に係る公開協議

2020年1月に、フランス政府は、既存の原子力施設規制（ARENH）の改革に関し、エネルギー業界からの参加者の意見を得るため、協議プロセスを開始した。

この協議は、複数年エネルギー計画（PPE）案を適用して実施されており、同案は、「政府が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り、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」ことを明記している。

この目標を達成するために、フランス政府は経済的規制を導入し、EDFに対し、フランスのすべての消費者の便益のために、消費者保護および気候に焦点を当てた一般的経済的利益を有するサービス（SGEI）を、透明かつ差別的でない手法により提供することを義務付ける意向である。

当該SGEIは、以下の目的と一致しこれに寄与するよう、既存の原子力発電所の経済的規制によって支援される。

- ・ フランス領内に所在するすべての消費者の長期的な保護。供給業者を問わず、その非ピーク時の電力供給の一部に関して、消費者が資金調達を援助した既存の原子力発電所により、管理可能な脱炭素の安定的な発電から恩恵を受けることを可能とすることによる。
- ・ フランスが自ら設定した気候目標の達成、ならびに電力安全供給およびエネルギー自立のための目標達成。フランス、さらに広く欧州における脱炭素電力の供給を、その供給に必要な既存の原子力施設の操業のための長期資金調達の確保を通じて保護することによる。

当該業界の他の多くの参加者と同様に、EDFグループは、2020年5月17日まで継続されるこの協議に参加する予定である。

4.2 フランスの規制電力販売料金—「青色」料金

法制上および規制上の枠組みの変更

ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）およびEngieにより提起された案件に応じて、フランスの国務院は、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は、当該料金が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目的に資する場合には、欧州連合法に適合しているとの判決を下した。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、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ったと認めた。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。

指令2012/27/EUを改訂する、域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付指令（EU）2019/944が、2019年6月14日付0JEUに公告された。この指令は、住宅顧客および極めて小規模な事業について規制販売料金の継続を求めている。

フランスのエネルギーおよび気候法は、当該指令および国務院の決定に準拠して、非住宅顧客について規制電力販売料金の廃止の条件を規定している。これらの料金は現在、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益ないし貸借対照表合計額が2百万ユーロ未満であることを条件に、住宅顧客か事業顧客かを問わず、すべての顧客に、引受電力水準36kVAにて確保されている。

今後不適格となる顧客向け規制電力販売料金の廃止は、2021年1月1日に発効する。その間、エネルギーおよび気候法ならびに同法適用に向けて行われた公式決定¹により、歴史的な供給業者が主導すべき一連の手続が定められている。この一連の手続におけるステップは、関係顧客の識別および通知、ならびに個人情報管理を規定する規則に準拠して当該情報を代替供給業者に利用可能とすることを含む。規制販売料金廃止の影響を受ける消費者は、2020年1月1日以降、規制料金契約の申込みもしくは変更ができないこととなる。2021年1月1日以降は、新規の契約に申し込まなかった消費者は、自動的に従来の供給業者との市場レート契約に切り替えられる。

1 2019年12月12日付、規制電力販売料金に今後不適格となる非居住顧客のリストの識別および提供に関する決定。

2019年12月12日付、規制料金契約の廃止に関する、供給業者による、規制電力販売料金に係る消費者情報に関する決定。

2019年12月26日付、規制料金電力販売契約を提供する供給業者が要請に応じて他の電力供給業者に利用可能としなければならないデータ一覧の決定。

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。

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（税込みで5.9%）を提案した。政府は2018年度後半に、電力料金の冬季中の引上げは行わないと発表しており、エネルギー法の下で認められた3か月以内である2019年5月上旬にCREの提案を承認したのみであった。2019年5月28日付料金決定は2019年5月30日付官報に公告され、2019年6月1日に発効した。

消費者協会であるUFC Que ChoisirおよびConsommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV)は、これらの決定に対し、本件の本案に係る判決が下されるまで当該決定の施行の差止めを求める緊急請願と併せて、その取消しを求める権限外の申請により国務院に不服申立てを提起した。2019年7月12日付政令において、緊急申請裁判官は、緊急性がないとの理由で、当該差止めの認定を拒否した。国務院はその後、2019年11月6日付決定において当該不服申立ての本案を却下し、エネルギー法を根拠に、CREにより施行された料金構造を正当であると確認した。

また、2019年8月1日から適用された「TURPE」送配電網接続料金の改定を踏まえ、エネルギー法に準拠して、CREは、2019年7月2日に公表された2019年6月25日付決定において、住宅顧客向け「青色」料金の税抜き1.47%（税込み1.26%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税抜き1.34%（税込み1.10%）の引上げを提案した。当該CREの提案は、2019年7月31日付官報に公告された2019年7月30日付の料金決定において確認され、2019年8月1日付で施行された。

最後に、2020年1月16日付決定において、CREは、住宅および非住宅顧客向け「青色」料金の2.4%（税込み）（住宅顧客向け税抜き3.0%、非住宅顧客向け税抜き3.1%）の引上げを提案した。この引上案は、卸売電力市場における価格上昇、2020年度に係るARENHの削減水準、省エネ証書の購入コストを含む販売コストの上昇、ならびに、2019年度中、特にCREの2019年2月7日付の料金案が2019年6月1日から適用された後に、規制電力販売料金について観察された費用収益間のギャップを狭めるために行われた調整を考慮に入れている。この直近のCREの提案は、2020年1月31日付官報に公告された2020年1月29日付の料金決定において確認され、2020年2月1日付で適用された。

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と見積られている。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8月1日付の+3%の引き上げに続いて、2019年6月6日に、CREは、高圧電力網に係るTURPE 5料金に関する決定およびその2019年8月1日付の改定を採択した。料金体系は、2019年8月1日付で平均+2.16%引き上げられ、その内訳はインフレ+1.61%およびCRCP均衡+0.55%である。

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と見積られている。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日付官報に公告された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日付官報に公告された。
- 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、設備の取替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、『リスクフリー・レート』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た。当該決定は、2018年7月29日付官報に公告された。

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年分を規制資本に加算した（かつ2073年まで逡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750百万ユーロ相当（2018年

のユーロによる)の追加報酬を受け取ることになると考えている。こ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年までに段階的に逓減する(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。

2019年6月25日に、CREは、中圧および低圧電力網に係るTURPE 5料金の2019年8月1日付の改定に関する決定を採択した。料金体系は、2019年8月1日付で平均+3.04%引き上げられ、その内訳はインフレ+1.61%、CRCP均衡+1.45%および国務院の2018年3月9日付決定の適用-0.02%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日付官報に公告された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顧客の代行管理サービス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った。規制電力料金のみは、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、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た。

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。この法的手続の過程でEngieは、過去のサービスに対し供給業者手数料を得る可能性を排除したフランスの「炭化水素」法にて導入された取決めに、合憲性に係る予備判決申請書(Question Prioritaire de Constitutionnalité)を提出した。これらの取決めは、憲法制定評議会により、その2019年4月19日付決定2019-776において正当であると確認された。当該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。2018年-2021年の期間について、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-2017年に係る改定後決定の草案ならびに2018年および2019年に係る決定案は、2019年6月21日付および2019年10月19日付の官報に公告された。その内容は以下の通りである。

- Enedisについては、電力平準化基金に対する遡及的追加拠出金188百万ユーロ(2012年-2017年に係る159百万ユーロおよび2018年に係る29百万ユーロ)、ならびに2019年に係る拠出金28百万ユーロ。これらの費用はすべて、CRCPメカニズムを通じて料金により補填される。
- 2012年-2017年に係る後払金を、2019年および2020年にわたり分散させる制度が決定され、これによりEnedisは、159百万ユーロの拠出金の影響を2019年度と2020年度に配分することが可能となった。2018年12月31日現在で計上されていた引当金140百万ユーロは、2019年度に全額戻入れられた。
- Electricité de Strasbourgについては、電力平準化基金に対する遡及的追加拠出金22.3百万ユーロ(2012年-2017年に係る18.7百万ユーロおよび2018年に係る1.9百万ユーロ)、ならびに2019年に係る拠出金1.7百万ユーロ。

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。2020年度の当初の財政法は、2019年度からの継続を示し、2020年度に係る費用補償措置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63億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよび（格段に少ないが）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であり、EDFへの累積補償不足額の払戻しに対する直近の年次拠出金を含む。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目27億ユーロ。予算の対象は、特に、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し、2020年度においても当該費用を負担する予定である。

2020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、後者が資金の大半を供給している。2020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。2020年度の当初のフランスの財政法はまた、この「エネルギー移行」予算項目を2021年度に廃止し、以後の関連コストは直接的に一般予算の対象とすることを提案している。
- ・ 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（即ち、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に関連する費用）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- ・ 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含められる。CSPE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、2016年度において、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ユーロに設定された。この水準は2020年度も変更されていない。

2019年度改正財政法は、2019年度に負担された公共サービス費用について国が支払うべき補償金額を下方修正した。これらの費用は、電力市場価格と生産者に支払うべき購入義務料金の差異が縮小したことにより減少していた。同じ理由で、国は、2018年度に支払った補償額が基礎としていた改訂予測よりも2018年度の最終費用が少なかったことから、2019年度に支払った補償水準の低下についても修正した。

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2019年度の額は7,662百万ユーロである。

2019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6,800百万ユーロ（特別「エネルギー移行」予算項目4,458百万ユーロおよび一般予算2,342百万ユーロを含む）であった。EDFはまた、2016年より前の旧CSPEメカニズムからの残額の初回分割払戻分として、2019年12月に12.5百万ユーロをCREに支払った。

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。

2019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1,353百万ユーロを支払った。この金額は、払戻スケジュールに規定された2019年度の年次拠出金と同額である。2019年12月31日現在、政府がEDFに支払うべき当該金融債権残高のEDF持分は660百万ユーロであった。

政府がEDFに対して負う営業債権の残高は、2019年12月31日現在、1,647百万ユーロである。状況は、2019年度後半に投票により可決採択され特別「エネルギー移行」予算項目の2021年度からの廃止を規定する2020年度財政法に照らして緊密に監視される予定である。

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、2019年7月11日にCREは、2018年度の公共サービス費用（6,656百万ユーロ）を記録し、かつ2019年度の改訂費用予測（7,123百万ユーロ）および2020年度の費用予測（7,206百万ユーロ）を提供する決定2019-172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。

2017年度、2018年度および2019年度の市場参照価格は、それぞれkW当たり10.00ユーロ、9.34ユーロおよび17.37ユーロであった。2019年度向けに2019年5月16日に行われた第1回「リバランス」入札における価格は、kW当たり0.00ユーロであった。

2020年度のエネルギー引渡しに向けて2019年度に行われた6回の入札における価格は、kW当たり20ユーロ、20ユーロ、22.4ユーロ、20ユーロ、17.8ユーロおよび16.6ユーロであった。

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、「標準」義務1,200TWhcおよび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とし、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから大幅に引き上げた。

この大幅な引上げに加え、省エネ証書市場に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2018年度に、当該制度の第四期に係る証書の不足により、義務に対する不足分についてMWhc当たり15ユーロの罰金を（エネルギー法第L221-4条に基づいて）財務省に支払うリスクにさらされた。

これらの要件を満たすために、当グループは、省エネ証書の獲得数を徐々に増やすべく、2019年度前半にフランスで導入された「coups de pouce」の実施（石油暖房からヒートポンプへの取替に対する財務的支援、ヒートポンプ利用者への省エネ補助金の50%追加、ヒートポンプ保守契約への特別な提案等）を活用して、あらゆる取組みを行っている。2017年度から2019年度の間に獲得証書数は倍増し、特に2018年度から2019年度の間に44%と著しく増加した。

エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付法律2019-1147は、省エネ証書制度の第四期を延長するとともに、統制および制裁措置をより効率的に行う目的で設計された、当該証書に関する不正対抗措置の章を含んでいる。

その後、2019年12月11日付官報に公布された2019年12月9日付政令2019-1320により、第四期は、同じ年次義務の下で、2021年12月31日まで1年延長された。また、企業の成長および変革のための「PACTE」法第143条は、エネルギー法第L.221-7条を改正することにより、省エネ証書の範囲を、温室効果ガス排出権取引制度の対象となる環境保護向けに分類された施設を含むよう拡大している。

当グループは、現在のところ、保有証書の増加および第四期の延長の複合的効果により、2021年12月31日現在の省エネ証書不足のリスクはないものと考えている。

4.7 ARENH

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と限度量合計である100TWhを超えた。従って、EDFは、競合他社の最終顧客への供給目的で、ARENHシステムの下で、2019年度に100TWhを引き渡した。電力網損失を補填するための申請は20.4TWh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2019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に行われた。

ARENH申請は2019年5月の期間中には変更されず、その結果、同期間後の2019年度のARENH引渡しには変更がなかった。

2018年10月25日付決定2018-222、2019年5月9日付決定2019-090および2019年10月30日付決定2019-237において、エネルギー法の求めに従いCREは、該当年度（2018年度ないし2019年度）について定められた限度量合計を申請が超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。当該決定は、2018年11月、2019年5月ないし2019年11月にARENHの超過申請があった場合には、削減はその限度量を超えた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（これは電力網事業者には適用されない）旨を規定した。最後に、当該決定には、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。規制電力販売料金の算定に係る決定2019-028においてCREにより提案された方法では、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する。

エネルギーおよび気候法は、新たな措置を導入した。同法は、当初100TWhに設定されていたARENH制度の上限を、2020年1月1日から150TWhに引き上げた。これによりフランス政府は、限度量合計を100TWh超に引き上げ、移行期中のARENH価格を省議決定により改訂することが可能となる。ただし、環境連帯移行省は、2020年度についてARENH価格ないし量の変更を行わない旨を発表した。

こうした背景の下、2020年度の引渡しに係る2019年11月の期間中のARENH申請は、合計147TWh（EDF子会社からの申請を除く）であった。限度量合計が変更されなかったことから、100TWhのみが供給され、前年度と同様にCREが各供給業者の申請の削減を決定すると見込まれる。

2020年1月に、フランス政府は、既存の原子力施設規制（ARENH）の改革に関し、エネルギー業界からの参加者を含めた協議プロセスを開始した（注記4.1を参照）。

注記5．連結範囲の変更

注記3.2.1、3.4.2、3.4.5および3.4.7に記載した取引を除き、2019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。

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。

当グループのセグメントは以下の通りである。

- ・ 「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 2019年12月31日現在

(単位: 百万ユーロ)	フランス— 発電と供給	フランス— 規制業務	Framatome	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	26,658	16,072	1,895	9,570	7,535	2,507	1,043	3,732	2,305	-	71,317
セグメント間売上高	1,212	15	1,482	4	32	183	522	549	423	(4,422)	-
売上高合計	27,870	16,087	3,377	9,574	7,567	2,690	1,565	4,281	2,728	(4,422)	71,317
減価償却費および償却費控除前営業利益	7,615	5,101	527	772	578	339	1,193	349	505	(271)	16,708
営業利益	3,483	1,892	230	(349)	72	42	670	(18)	1,009	(271)	6,760
貸借対照表:											
のれん	72	223	1,341	7,965	103	33	199	544	143	-	10,623
無形資産および有形固定資産	58,275	63,499	2,591	19,034	5,410	2,226	9,773	2,288	626	-	163,722
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	2,593	-	90	127	104	2,058	1,063	75	304	-	6,414
その他セグメント資産(2)	19,190	4,473	1,912	5,268	1,788	620	659	1,911	2,645	-	38,466
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	1,737	1,925	-	-	-	-	3,662
その他の未配分資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,397
資産合計	80,130	68,195	5,934	32,394	9,142	6,862	11,694	4,818	3,718	-	303,284
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額	(4,047)	(3,192)	(263)	(1,009)	(409)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	(9,994)
減損	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)	-	(403)
自己資本（非支配持分）	117	42	163	6,622	262	398	922	279	519	-	9,324
無形資産および有形固定資産への投資	6,091	4,610	210	3,352	288	227	1,608	275	48	-	16,709

(1) 2019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—発電と供給セグメントの一部であるCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) の50.1%を含む。

(2) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランス—規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,667百万ユーロである（注記29を参照）。

6.1.2 2018年12月31日現在

(単位:百万ユーロ)	フランス— 発電と供給	フランス— 規制業務	Framatome	英国	イタリア (1)	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	24,937	16,007	1,904	8,965	8,047	2,227	1,089	3,633	1,737	-	68,546
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	8,077	2,411	1,505	4,189	2,601	(4,664)	68,546
減価償却費および償却費控除前営業利益	6,327	4,916	465	783	424	240	856	292	858	(263)	14,898
営業利益	2,963	1,914	240	(397)	45	(10)	316	72	574	(263)	5,454
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)	(343)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(8,775)
減損	(2)	-	(12)	(163)	(6)	-	(103)	-	(4)	-	(290)
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	277	216	1,919	388	112	-	16,016

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている。

(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、フランス—発電と供給セグメントの一部であるCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) の50.1%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—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(注記29を参照)。

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、EDF Trading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
2019年度：				
対外売上高：				
－フランス ⁽²⁾	26,834	15,607	289	42,730
－国外およびその他事業	21,854	-	6,733	28,587
売上高	48,688	15,607	7,022	71,317

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他	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 ⁽³⁾	20,962	-	6,640	27,602
売上高	46,179	15,555	6,812	68,546

(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。

(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つの事業セグメントから成っている（注記6.1を参照）。

(3) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている。

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)	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	65,760	63,283
－エネルギー(2)	46,590	44,473
－エネルギー関連サービス（引渡しを含む）(3)	19,170	18,810
その他商品およびサービス売上高	4,531	4,387
トレーディング	1,026	876
売上高	71,317	68,546

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

(2) エネルギー売上高は、2019年度のガスおよび電力卸売市場に係る最適化取引に関する売上高1,548百万ユーロ（2018年度1,432百万ユーロ）を含む。これらの取引は、一部のグループ企業により、需給をバランスさせるために、当グループのリスク管理方針に準拠して実施されている（注記1.3.7を参照）。2019年度において、当該市場でユーロ建て正味売りポジションにあった主な事業セグメントは、フランスー発電と供給（ガス）、イタリア（電力）および英国（電力）である。2018年度のこれらの主な事業セグメントは、イタリア（電力）および英国（電力）であった。

(3) この項目に含まれる引渡サービスは、非相互接続地域向け配電網運営者であるEnedis、Electricité de StrasbourgおよびEDF SAに関連している。ただし、EDF EnergyおよびEdisonに関連する引渡サービスは、当該事業体がIFRS第15号に基づいて供給および引渡しの両方について本人であると分類されることから、エネルギー売上高に含まれている（注記1.3.7を参照）。EDF EnergyおよびEdisonによる引渡サービスは、注記8の「送電および引渡費用」に含まれることから、純利益には影響を与えない。

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、2019年度の売上高は、3.5%ないし24億ユーロ増加しており、主にフランスー発電と供給セグメント（+6.6%ないし+16億ユーロ）、英国（+5.9%ないし+5億ユーロ）およびその他事業（+35.6%ないし+6億ユーロ）において増加し、イタリア（-7億ユーロないし-8.1%）において減少した。

フランスー発電と供給セグメントにおける2019年度の売上高の増加は、主に見積額にして約21億ユーロの価格上昇の影響によるものであり、これは主に市場価格提示に関するプラスの価格動向および2019年6月1日付の+7.7%（税抜き）の規制販売料金引上げを反映している。

英国における売上高の増加は、卸売市場の販売量低下にかかわらず、主に、電力に関する有利な価格の影響および発電容量市場の再開後の発電容量収益の増加(注記1.3.7を参照)によるものである。一方で、イタリアにおける売上高の減少は、主にガス事業の結果であり、価格低下および、それより程度は少ないが、販売量の低下に起因している。

その他事業セグメントによる売上高の増加は、基本的にLNG事業に関連しており、当該事業では、欧州におけるガス施設の競争力および当グループの発電容量の有効活用により2019年度に良好な事業水準を実現した。

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)	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
購入燃料使用分－発電 ⁽²⁾	(11,700)	(12,404)
エネルギー購入 ⁽²⁾	(15,041)	(13,351)
送電および引渡費用	(8,325)	(7,701)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(7)	(18)
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	(18)	418
燃料およびエネルギー購入費用	(35,091)	(33,056)

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

(2) 購入燃料使用分およびエネルギー購入は、2019年度のガスおよび電力卸売市場に係る最適化取引に関するそれぞれ417百万ユーロおよび3,117百万ユーロ（2018年度271百万ユーロおよび2,694百万ユーロ）を含む。2019年度において、当該市場でユーロ建て正味買いポジションにあった主な事業セグメントは、フランス－発電と供給（電力）、英国（ガス）、その他国外（Luminus－ガスおよび電力）ならびにDalkia（ガス）である。2018年度も同じセグメントであった。

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)	2019年度	2018年度*
対外サービス費用	(13,120)	(13,089)
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）	(3,598)	(3,494)
棚卸資産および資本財の変動	7,932	7,139
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	167	182
その他の対外費用	(8,619)	(9,262)

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

外国為替の変動、ならびに連結範囲および適用基準（IFRS第16号）の変更による影響を除くと、その他の対外費用は、2018年度と比較して1.2%減少した。

注記10．人件費

10.1 人件費

人件費の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度*
賃金および給料	(8,911)	(8,736)
社会保障費	(1,951)	(1,957)
従業員利益分配	(277)	(278)

人件費関連のその他の抛出	(360)	(388)
短期給付に連動するその他の費用	(250)	(231)
短期給付	(11,749)	(11,590)
確定抛出制度に基づく費用	(988)	(1,033)
確定給付制度に基づく費用	(801)	(1,017)
雇用後給付	(1,789)	(2,050)
その他の長期費用	(222)	-
退職手当	(33)	(2)
その他の人件費	(255)	(2)
人件費	(13,793)	(13,642)

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、人件費は、主に、その他事業、EDF RenewablesセグメントおよびDalkiaにおいて、2018年度と比較して0.6%増加した。

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2019年度	2018年度
IEG従業員	96,818	98,358
その他	64,704	63,850
平均従業員数	161,522	162,208

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、一括登録書類（URD、旧届出書類）の「環境・社会情報—人的資源」セクションのセクション3.4.1「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)	2019年度	2018年度*
給与税	(250)	(297)
エネルギー税	(1,674)	(1,561)
その他の法人所得税以外の税金	(1,874)	(1,832)
法人所得税以外の税金	(3,798)	(3,690)

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

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	2019年度	2018年度*
営業補助金	12.1	7,834	6,846
連結除外による純利益	12.2	576	194

固定資産売却益	12.2	(188)	54
流動資産に対する引当金の純増加		(107)	76
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(41)	(132)
その他の項目	12.3	(1,382)	(1,036)
その他の営業収益および営業費用		<u>6,692</u>	<u>6,002</u>

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

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、2019年度における7,662百万ユーロ（2018年度における6,554百万ユーロ）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

2019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560百万ユーロ（2018年度192百万ユーロ）、特にNnGの売却を含む（注記3.4.5を参照）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益22百万ユーロ（2018年度フランスにおいて262百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

その他の項目は、主に当年度中の省エネ証書利用または消費に係るコストおよび回収不能営業債権から成る損失を含む。2019年度におけるその他の項目のマイナスの変動は、主に省エネ証書に関するコストの上昇および2019年度の気象現象に伴う支払停電補償の変動によるものである。

注記13. 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

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
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	<u>642</u>	<u>(224)</u>

この項目は、基本的に、IFRS第9号に定めるヘッジ会計に適合でないコモディティの購入または売却の経済的ヘッジに使用されたデリバティブの公正価値の当期中の変動から成り、従って、損益に直接計上されている。当グループは、これらの変動を損益計算書の独立科目「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」において、減価償却費および償却費控除前営業利益の下に報告している。

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は、2018年度の(224)百万ユーロから増加して、2019年度は642百万ユーロであった。これは主に、Edisonのガスのポジションおよび2019年度のその他のコモディティ市場、特に電力市場における高い価格ボラティリティの結果（主に取引量よりも価格による影響）であった。

注記14. 減損/戻入

14.1 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	2019年度	2018年度*
のれんの減損	21	(57)	-
その他の無形資産の減損	22	(47)	(52)
有形資産の減損	24-25	(299)	(238)
戻入控除後の減損		<u>(403)</u>	<u>(290)</u>

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

2018年度においては、以下に関連して、(290)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ 火力発電資産：(122)百万ユーロ（英国）
- ・ EDF Renewablesの様々なCGU（特に米国の風力発電所およびバイオマス技術会社）：(103)百万ユーロ
- ・ のれん以外の無形資産：(52)百万ユーロ、特にBritish Energyブランドに関する(34)百万ユーロの減損を含む。

また、2018年12月31日付で(39)百万ユーロの減損が、関連会社について計上された（注記26を参照）。

2019年度に認識された減損は(403)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。

14.2 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2019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。

2019年1月1日付のIFRS第16号の適用に関し、該当する場合に当グループは、各CGUの個々の性質に応じた減損テスト方法を採用した。

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	永続成長 率	2019年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん	7,653	6.0%	-	-
イタリア	Edisonブランド	945	6.1%	2.0%	-
	Zephyroのれん（エネ ルギー・サービス）	17	6.1%	-	(17)
Framatome	Framatomeのれん	1,326	5.7%	0.5%	-
Dalkia	Dalkiaのれん	555	4.3%	1.7%	-
	ポーランドCGUのれん	8	6.3%	1.7%	(8)
	Dalkia Westenergyのれん	5	-	-	(5)
	Dalkiaブランド	137	4.8%	1.7%	-
EDF Renewables	Futurenのれん（ドイツ）	17	4.25%	1.5%	(17)
その他の減損					(10)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					(57)

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	2019年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	CCGT	スパーク・スプレッドの縮小およ び発電容量収益低下の長期見通し	6.0%	(118)
	その他の火力発電資産	閉鎖過程にある発電所	5.4%-6.0%	(9)
イタリア	水力発電資産	水力発電委譲に係る不利な 規制変更	6.1%	(33)
	エネルギー・サービス	一部の契約の収益性低下	6.1%-7.2%	(5)
フランス		非継続プロジェクト	-	(24)
Dalkia	ポーランドCGU	有利な市場見通しの鈍化	6.3%	(48)
	その他のDalkiaのCGU		4.9%	(44)
EDF Renewables	一部のCGU	不利な料金見通し	3.4%-6.5%	(29)
その他の減損				(36)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(346)

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1.3.14において説明している。

欧州諸国に関する加重平均資本コスト（WACC）は、現在の市場状況に起因してリスクフリー・レートが低下したことから、2018年12月31日現在と比較して、わずかに低下した。WACCの算定に使用されるその他のパラメータは、2018年12月31日現在と比較して、依然として全般的に安定的であった。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。

2019年度の市場環境は、2018年度に比してわずかに改善し、フランスおよびベルギーでは市場価格が小幅に上昇した。イタリアでは、状況は前年度と比較して安定的であった。ただし、英国の電力価格はわずかに後退した。

市場の対象期間において、使用された先物価格も、これらの推移と整合していた。

長期の対象期間で見ると、2018年度末の減損テストに使用されたベンチマーク・シナリオがガスおよび石炭についてコモディティ価格の軌道を低めに予想したこと、ファンダメンタルズの可視性は前年度に比して安定的であった。ETS（欧州連合域内排出量取引制度）に基づく二酸化炭素の割当価格の上昇軌道は、当該制度のフェーズ3が欧州脱炭素政策の目標達成に向けて効果を上げていることから維持された。ただし、エネルギー高効率化の仮定、およびこれより程度は少ないが、欧州におけるガス引渡価格の低下を反映して、対象期間の開始時には、当該曲線のわずかな下落が観察されている。対象期間の終了時には、電動車両および水素関連の仮定の上昇に起因して、わずかな回復が見られる。これらの仮定は回収可能価額の算定に当たり極めて重要であるため、減損テストの実施時には、長期価格曲線に対する感応度分析が適用される。

さらに、いくつかの不確実性を残しながらも、各国ごとに異なるアプローチに基づいて徐々に導入されている発電容量メカニズムは、一定の発電資産の収益性に寄与する収益を生み出しており、減損テストに使用された仮定を裏付けている。2018年度後半の英国における発電容量市場の一時停止の後、2019年10月24日に欧州委員会が国家補助金を認める当初決定を追認したことにより、英国政府は当該メカニズムの再開が可能となった。イタリアでは、同国初の発電容量入札が、2022年度および2023年度の引渡しについて11月に実施された。

2019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または個別資産のリスクを反映している。

英国—EDF Energy

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。2019年12月31日現在、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して行われた必要な投資は、当該発電所を早期に閉鎖するとの決定に従い、(6)百万ユーロをもって全額償却済みとなっている。2019年2月7日にEDF Energyは、コッタム石炭火力発電所の2019年9月閉鎖の決定およびウエスト・バートンA発電所の閉鎖は発電容量契約に依存する旨を発表した。ガス施設については、2019年度中にホール・ハウス・ガス貯蔵資産に対して行われた投資が、(3)百万ユーロをもって全額償却済みとなっている。

2019年12月31日現在、発電容量市場が再開したものの、2018年度と比較してスパーク・スプレッドが縮小し発電容量収益が低下するとの長期見通しに加え、前年度末の予測に比して電力網費用の増加が見込まれることから、ウエスト・バートンB CCGT発電所に関して追加の減損(118)百万ユーロが認識された。当該発電所の価値は価格変動に敏感であり、スパーク・スプレッドの5%の変動は、回収可能価額に約6%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8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年度にハンターストンおよびダンジェネスに発生した発電上の問題が2019年度に持ち越されたことから、減損テストにおいて保守的アプローチが採用され、仮定された発電出力量が下方修正された。これらの発電仮定値の更新は、EDF Energyの原子力発電所の回収可能価額に不利な影響を与え、当該価額は2018年度に比して低下したが、依然として帳簿価額を十分に上回っている。テスト目的で仮定された軌道に対する電力価格の5%の低下は、当該資産の回収可能価額に15%の影響を与えるが、依然として当該資産の正味帳簿価額を上回る。

EDF Energyののれんは2019年12月31日現在80億ユーロ（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。

2019年度の減損テストは、改訂後のHPCプロジェクト費用（注記3.1.3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215-225億英ポンド（2015年英ポンド）を組み込んでいる。これは従来の見積額を19-29億英ポンド上回り、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。この幅は、供給業者と協力して達成される操業活動計画の有効性に依存して決定される。費用の増加は、基本的に、困難な地盤条件により掘削作業に予定以上の費用がかかること、活動計画の目標の改訂、および英国の同種設備への最初の適用のために採用された完成済機能設計の実装に必要とされる追加コストに起因する。EDFの予測利益率（IRR）は、（当初の約9％に対し）7.6-7.9％と見積られている。

これらの更新後の基礎に基づき、上述した既存の原子力資産に関する不利な影響を考慮に入れて、EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額とのプラスの差額は2019年12月31日現在、引き続き相当な額となっている。WACCの感応度分析の結果、WACCの50ベース・ポイントの上昇は、減損のリスクをもたらさない。

HPCについてはまた、当該プロジェクトの直近のレビューにおいて、1号機については15か月、2号機については9か月と見積られた商業運転日（COD）の遅延リスクの拡大が識別された。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0.3%低下する。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、参考までに、極めて悲観的な仮定を使用した感応度分析も実施された。例えば、商業運転日の4年遅延と関連追加費用40億英ポンド等である。その結果は、他のすべての事項を一定として、減損のリスクを示唆している。

EDF Energyの回収可能価額はまた、2018年度と同様に、英国市場の競争上および規制上の状況に即した、特に標準変動料金の上限を考慮した、販売および供給セグメントに関する保守的な仮定を反映している。感応度分析はマージン・レートおよび市場シェアの喪失を仮定して実施された。長期マージン・レートの25ベース・ポイントの下落は、EDF Energyの減損テスト結果のマージンを約6%減少させ、またB2Cセグメントについて10%およびB2Bセグメントについて2%の市場シェアの喪失は、当該テストのマージンに約10%の不利な影響を与える。

最後に、英国のEU離脱は、大部分のキャッシュ・フロー（収益、費用、投資）および資産が英ポンド建てであることから、EDF Energyの資産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具体的な条件が不確実であることを考えると、より長期的な結果を予測することは依然として困難である。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。非継続のE&P事業（注記2.3を参照）を除いたブランド価値については、引き続きその正当性が確認されている。このテストはロイヤルティ免除法を使用した。2018年度後半に、ブランド価値に関する外部調査が実施され、当該ブランドの使用価値はE&P事業を除いても正味帳簿価額を上回るものと結論付けられた。

2019年12月31日現在、トレント自治県に所在する一定の水力発電資産の回収可能価額が、現地の水力発電委譲規制の変更に より著しい影響を受けたことから、減損(33)百万ユーロが認識された。さらに全般的には、イタリアにおける委譲の更新条件に関する「Semplificazione 2019」政令の措置を含めると、Edisonの水力発電CGUの減損テストにおいてテスト結果のマージンは著しく減少する。価格の10%の下落に対する当該マージンの感応度は、約(50)百万ユーロの減損の認識につながる。

エネルギー・サービスについては、個別資産に対し(27)百万ユーロの減損が認識された。このうち(17)百万ユーロは、最近の取得（Zephyro）に係るのれんに関連し、その回収可能価額は重要契約の履行遅延により影響を受けた。

風力発電資産の回収可能価額は、収益性の高いプロジェクトへの投資に沿って改善している。

火力発電資産は、新たなマルゲーラCCGT発電所の建設によって収益性の高い投資による恩恵を受けた。クリーン・スパーク・スプレッドおよび発電容量収益に関する良好な長期見通しもまた、テスト結果のマージンに有利な影響を与えている。感応度テストがこれらの資産について実施されており、その結果、電力価格の10%の下落ないしWACCの50ベシス・ポイントの上昇は、減損のリスクをもたらし示されている。

Framatome

2017年度後半にEDFがFramatomeの資本の75.5%を取得したことによるFramatomeののれんは、2019年12月31日現在、1,326百万ユーロである。当グループは、当該企業結合の認識額を、2018年12月31日現在の財務諸表において確定した。

Framatomeの回収可能価額は、10年事業計画および最終価値に基づいて決定されている。この事業計画は、原子炉シナリオに組み込まれた主要な建設プロジェクトの完成に関する仮定、ならびに設置済み底部および顧客の原子炉への燃料引渡しのサービスの評価に使用される市場シェアの仮定に対して敏感に反応する。将来キャッシュ・フローの割引に適用されるWACCは、FramatomeのEBITDAのリスク・プロファイルに従った事業間配分に関する保守的な見解に従って加重されている。2019年12月31日現在で実施されたテストの結果、当該CGUの回収可能価額は帳簿価額を大幅に上回っている。

感応度分析は、WACCの50ベシス・ポイントの上昇および永続成長率0%を使用して実施された。これはテストの結論に影響を与えなかった。

EDF Renewables

2019年度において、(49)百万ユーロの減損が、EDF RenewablesのCGUに関して計上された。これは、有利な市場見通しの鈍化に応じた、最近取得したドイツ企業（Futuren）ののれんに関する減損(17)百万ユーロを含む。その他の減損は個別資産に関連しており、特に、契約条件または規制上の変更（特に中国）により引き起こされた料金の下落傾向に起因している。

Dalkia

Dalkiaののれんは2019年12月31日現在で555百万ユーロであり、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。

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。2019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。2019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。

減損は、Dalkiaグループの様々なCGUについても認識された。例えばポーランドでは、Dalkia企業の回収可能価額は、過去の予測に比して収益見通しが低下したことによって、より適合性の高い投資の影響を上回る、著しい影響を受けた。従って、これらの資産について、のれんに対する(8)百万ユーロを含む(55)百万ユーロの減損が認識された。

2019年度中のその他のCGUに対する減損は、以下の例を含む個別の状況に起因していた。

- ・ カナダにおける紙の価格の急落およびその結果である事業状況により、Dalkia Westenergyについて、のれんに対する(5)百万ユーロを含む(11)百万ユーロの減損が認識された。
- ・ 2019年3月29日付のArjowigginsの破産手続開始により、熱電併給顧客であるCCBに関する損失が生じ、対応資産について(12)百万ユーロの減損が認識された。

減損はその他の個別資産についても認識され、その合計は(27)百万ユーロであった。

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と考えている。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日の「黄色」および「緑色」規制料金の廃止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1.3.14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2019年12月31日現在5.1%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、当グループのベンチマーク・モデルでは、産業戦略に沿って耐用年数が50年に延長されていると仮定している。原子力発電容量は引き続き、フランスのエネルギー移行法に従い、テストにおいて63.2GWの上限に従う。

テストに使用される発電容量収益の仮定は、ベンチマーク・シナリオにおけるシステムのファンダメンタルズ分析に従って、前年度より増加している。2019年度に達成された平均競売価格はkW当たり19.5ユーロであった。

減損テストは、フラマンヴィル3に関する直近の予測（注記3.1.1を参照）を考慮に入れている。当該予測では、予定表を変更して燃料装荷日を2022年度後半に設定し、借入費用を除く見積建設費用を2015年のユーロで124億ユーロに更新し、従前の見積額から15億ユーロ増とした。テストは、これらの追加費用の大部分がその他の営業収益および費用に含まれる点を考慮に入れている。

減損テストの結果、フランスの発電所群の回収可能価額と帳簿価額との間には、大幅なプラスの差額が示唆された。テスト結果のマージンは、2018年12月31日現在に比して拡大した。これは、2019年度の割引率低下およびキャッシュ・アウトフローのプラスの影響に主に関連した有利な影響が、フラマンヴィル3の費用増加および運転開始の遅延を上回ったことによるものであった。

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、ならびに発電容量収益の仮定を含む。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。2019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ている。これはテストの結論に影響を与えなかった。

フランス一個別資産の減損

当グループはまた、水力発電プロジェクト1件およびIT開発プロジェクト1件の、2件のプロジェクト廃止の決定に関連して、(24)百万ユーロの減損を計上した。

その他国外ーベルギー

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、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Doel 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、2019年12月31日現在で、関連会社に関して(73)百万ユーロの減損が計上された。詳細については注記26に記載している。

注記15. その他の収益および費用

2019年度のその他の収益および費用は(185)百万ユーロであった。これは、2019年度上半期中に実施されたER0従業員株式割当に関するコスト(30)百万ユーロ（下記を参照）、一部のグループ企業における事業再編費用、ならびに性質上はその他の営業収益および費用であるが個々の金額的には重要でないその他の項目を含む。

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。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。

従業員割当（ER0）は、従業員株式所有取引の原則に関する2019年4月4日のEDF取締役会による決定を受けたものであった。これは、政府によるEDFへの既存株式7,704,974株の売却後、当該株式をEDFが即時に適格従業員、元従業員および退職した従業員に売却することにより実行された。この取引は当グループの増資には該当しない。

これらの株式の売却価格は、2019年6月20日付で確定した。これは、価格設定日の前20取引日においてユーロネクスト・パリで売買されたEDF株式の出来高加重平均株価に基づく参照価格に対する20%の割引を含んでいた。

当該株式は2019年7月16日に交付された。

注記16. 金融損益

16.1 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）

	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
財務活動に係る支払利息(2)	(1,801)	(1,765)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(14)	(93)
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	(40)	102
債務に係る外国為替差益（純額）	49	44
総金融負債に係る費用	(1,806)	(1,712)

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

(2) 2019年度において、財務活動に係る支払利息は、2019年12月31日現在のリース負債（IFRS第16号）に係る利息(85)百万ユーロを含む。

16.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入れに係る影響は、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。

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)	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
長期および雇用後従業員給付引当金	(931)	(875)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金 ⁽²⁾	(2,116)	(2,480)
その他の引当金および前受金	(114)	(109)
割引の影響	(3,161)	(3,464)

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

(2) 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39.3を参照）。

原子力引当金に係る割引の影響の減少は、2019年度にフランスの原子力引当金に適用された実質利率が、2018年度の20ベシス・ポイントの低下と比較して、10ベシス・ポイントの低下であったことに起因する。

16.3 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)	2019年度	2018年度*
現金および現金同等物に係る金融収益	17	13
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）	248	254
負債証券および持分証券に係る利益／（損失）	878	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	2,338	(995)
その他の金融費用	(129)	(274)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	(9)	(93)
制度資産に係る収益	523	475
借入コストの資産計上	740	502
その他の金融収益および費用	4,606	378

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

2019年度の「負債証券および持分証券に係る利益／（損失）」は、主に以下のものを含む。

- ・ 負債証券に係る受取配当および利息740百万ユーロ（2018年度494百万ユーロ）。
- ・ OCIを通じて公正価値で計上される負債証券の売却による純利益または損失138百万ユーロ（専用資産に係る136百万ユーロを含む）、これに対し2018年度は2百万ユーロ（専用資産に係る(12)百万ユーロを含む）であった。

その他の金融収益および費用は、金融商品の公正価値の変動2,338百万ユーロを含む。上昇市況を反映したこの有利な推移は、負債証券および持分証券の公正価値の変動2,586百万ユーロ（専用資産に係る2,545百万ユーロを含む）とデリバティブの公正価値の変動(248)百万ユーロによるものである。2018年度には、純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動は、専用資産に係る(989)百万ユーロを含む(995)百万ユーロであった。

借入コストの資産計上における増加は、フラマンヴィル3およびHPCに関する建設中の有形固定資産の増加に関連している。

注記17. 法人所得税

17.1 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)	2019年度	2018年度*
当期税金費用	(1,609)	(266)
繰延税金	28	444
合計	(1,581)	178

* 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

2019年度の当期税金費用のうち(1,519)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(90)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2018年度は、それぞれ(168)百万ユーロおよび(98)百万ユーロ）。

17.2 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)

	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
連結会社の税引前利益	6,399	656
親会社に適用される法人所得税率	34.43%	34.43%
理論税額	(2,203)	(226)
税率差異(2)	185	1
永久差異(3)	162	30
税法基準外税金(4)	118	239
未認識の繰延税金資産	156	132
その他	1	2
実際税額	(1,581)	178
実効税率	-24.71%	-27.13%

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

2019年度の法人所得税費用は(1,581)百万ユーロであり、実効税率24.71%に対応している（2018年度は178百万ユーロの法人所得税債権、対応する実効税率-27.13%）。当グループの税金費用の2018年度と2019年度の間の1,759百万ユーロの増加は、基本的に、税引前利益の5,743百万ユーロの増加（特にEDF SAの金融資産ポートフォリオに係る未実現損益の変動に起因する）を反映しており、これにより、フランスの法人所得税率34.43%を適用して1,977百万ユーロの追加税金費用が生じた。

これらの非経常的項目（主にEDF SAの金融資産ポートフォリオに係る未実現損益の変動、減損および処分）による影響を除くと、2019年度の当期実効税率は、2018年度の22.6%に対し19.1%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。

- ・ 2019年度：
 - (2) フランスの税率34.43%、イタリアの税率24%および英国の税率19%の間の税率差異による有利な影響185百万ユーロ。
 - (3) 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160百万ユーロ（主にAlpiqおよびNnG）。
 - (4) 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204百万ユーロ。
- ・ 2018年度：
 - (3) 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）。
 - (4) 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。

17.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
繰延税金資産	978	1,220
繰延税金負債	(1,987)	(2,362)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(1,009)	(1,142)
純利益の変動	28	508
自己資本の変動	(402)	(354)
換算調整	(66)	23
連結範囲の変更(1)	(275)	(28)
その他の変動(2)	(14)	(16)
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,738)	(1,009)
繰延税金資産	557	978
繰延税金負債	(2,295)	(1,987)

(1) 連結範囲の変更は、基本的に、E&P委譲資産の売却目的保有資産への組替に関係している。

(2) これは、IFRIC第23号に準拠した税金訴訟引当金の繰延税金負債への組替235百万ユーロ（注記35を参照）、およびEDF Internationalの税務調査に係る繰延税金資産（注記50.1を参照）を含む。

2019年度において、自己資本に含まれる繰延税金資産の変動のうち(69)百万ユーロは雇用後給付に係る数理計算上の損益に起因し（2018年度(309)百万ユーロ）、(233)百万ユーロはコモディティ・ヘッジの公正価値の変動に相当する（2018年度(11)百万ユーロ）。

17.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(6,141)	(5,627)
従業員給付引当金	5,018	4,493
その他の引当金および減損	561	557
金融商品	74	172
繰越欠損金および未使用の税額控除	1,292	1,448
その他	333	187
繰延税金資産および負債合計	1,137	1,230
未認識の繰延税金資産	(2,875)	(2,239)
繰延税金（純額）	(1,738)	(1,009)

2019年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は2,875百万ユーロ（2018年12月31日現在2,239百万ユーロ）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、2,091百万ユーロ（2018年12月31日現在1,449百万ユーロ）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、473百万ユーロ（2018年度485百万ユーロ）であり、2030年度から2037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395百万ユーロ（2018年度662百万ユーロ）であり、主に米国（2019年度197百万ユーロ、2018年度230百万ユーロ）、フランス（2019年度37百万ユーロ、2018年度214百万ユーロ）、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18 リース

IFRS第16号に準拠して、貸手としてリース契約を損益計算書に認識したことに関する主な影響は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年度
サブリース収益	73
変動リース費用	(45)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(167)
セール・アンド・リースバック取引による収益	-
減価償却費および償却費控除前営業利益	(139)
使用権資産に係る減価償却費	(660)
営業利益	(799)
リース負債に係る支払利息	(85)
連結会社税引前利益	(884)

注記19. 非継続事業の純利益

「非継続事業の純利益」科目は、2018年度および2019年度に係るE&P事業の損益計算書科目、ならびに両年度においてこれらの資産について認識された減損から成る。2019年度において、これは、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値との差額として算定された関連資産および負債に係る減損(513)百万ユーロを含む（注記2.3.1を参照）。

これらの期間におけるE&P事業に係る主要な損益指標は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
売上高	407	430
減価償却費および償却費控除前営業利益	252	367
営業利益	122	136
金融損益	(25)	(11)
法人所得税	(38)	(103)
純利益	59	22
非継続事業の減損、税引後	(513)	(234)
非継続事業の純利益	(454)	(212)

注記20 基本的1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

希薄化後1株当たり利益は、希薄化効果のある金融商品および永久劣後債の持参人に対する当年度中の支払額について修正した純利益の当グループ持分を、自己株式控除後の期中の加重平均社外流通潜在株式数で除すことにより計算されている。

以下の表は、1株当たり利益（基本および希薄化後）の計算に使用された基本および希薄化後利益の調整、ならびに基本および希薄化後1株当たり利益の計算に使用された加重平均株式数の増減を示している。

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
普通株式に帰属する純利益	5,155	1,177
—継続事業からのEDF純利益	5,597	1,384
—非継続事業からのEDF純利益	(442)	(207)
永久劣後債に係る支払	(589)	(584)
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	4,566	593
—継続事業からの純利益	5,008	800
—非継続事業からの純利益	(442)	(207)

期中加重平均社外流通普通株式数	3,029,504,511	2,968,327,473
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	3,029,504,511	2,968,327,473
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
基本的1株当たり利益	1.50	0.20
希薄化後1株当たり利益	1.50	0.20
継続事業の基本的1株当たり純利益	1.65	0.27
継続事業の希薄化後1株当たり純利益	1.65	0.27
非継続事業の基本的1株当たり純利益	(0.15)	(0.07)
非継続事業の希薄化後1株当たり純利益	(0.15)	(0.07)

2019年度において、2018年度に係る株式による配当の未払分の支払および2019年度の間配当により、93,353,410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881百万ユーロを計上した。

[次へ](#)

営業資産および負債、自己資本

注記21. のれん

21.1 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	10,195	10,036
取得	66	116
売却	-	-
減損（注記14）	(57)	-
換算調整	392	(61)
その他の変動	27	104
期末日における帳簿価額純額	10,623	10,195
期末日における総額	11,418	10,960
期末日における減損累計額	(795)	(765)

2019年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ FramatomeによるFoxguardの取得、ベルギーにおけるサービス企業の取得、ならびに英国およびスウェーデンにおけるCyclife子会社の初度連結。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの上昇を反映した換算調整(61)百万ユーロ。

2018年度ののれんの変動は、主に、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、EdisonによるイタリアのEdison Energie (IHGNVI) およびAttivaの取得（それぞれ80百万ユーロおよび13百万ユーロ）、ならびに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)百万ユーロに関係していた。

21.2 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
フランスー発電と供給	72	53
フランスー規制業務	223	223
Framatome	1,341	1,317
英国（EDF Energy）	7,965	7,578
イタリア	104	108
その他国外	33	20
Dalkia	544	548
EDF Renewables	199	206
その他事業	142	142
グループ合計	10,623	10,195

注記22. 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。

(単位：百万ユーロ)	2018年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更 (2)	その他 変動	2019年 12月31日 現在
ソフトウェア	4,664	726	(93)	50	(42)	(10)	5,295
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	581	-	-	-	-	(77)	504
温室効果ガス排出権—グリーン証書	501	1,400	(1,436)	11	-	(2)	474
その他の無形資産	8,720	460	(15)	37	(1,195)	(88)	7,919
開発中の無形資産(1)	1,233	183	(10)	8	(10)	11	1,415
総額	15,699	2,769	(1,554)	106	(1,247)	(166)	15,607
ソフトウェア	(2,417)	(656)	92	(36)	41	13	(2,963)
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	(233)	(35)	-	-	-	77	(191)
その他の無形資産	(3,131)	(446)	11	(18)	475	6	(3,103)
償却および減損累計額	(5,781)	(1,137)	103	(54)	516	96	(6,257)
純額	9,918	1,632	(1,451)	52	(731)	(70)	9,350

(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。

(2) 範囲の変更は、基本的に、E&P委譲資産の売却目的保有資産への組替、およびNnGの売却（注記3.4.5を参照）に関係している。

2019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1,120百万ユーロ。
- ・ 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414百万ユーロが含まれている。

2019年度には、その他の無形資産について(47)百万ユーロの減損が計上された（2018年度(52)百万ユーロ）。

2019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、523百万ユーロである(2018年度510百万ユーロ)。

注記23. フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

23.1 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）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
有形固定資産	56,533	54,677
建設中の有形固定資産	1,880	1,838
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	58,413	56,515

23.2 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
2018年12月31日現在総額	2,895	93,279	4,378	100,552
増加 ⁽¹⁾	178	4,232	422	4,832
減少	(12)	(541)	(176)	(729)
2019年12月31日現在総額	3,061	96,970	4,624	104,655
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)
減価償却費、純額	(69)	(235)	(199)	(503)
除却	16	447	162	625
その他変動 ⁽²⁾	(12)	(2,242)	(115)	(2,369)
2019年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,523)	(43,724)	(2,875)	(48,122)
2018年12月31日現在純額	1,437	51,585	1,655	54,677
2019年12月31日現在純額	1,538	53,246	1,749	56,533

(1) 増加には、委譲当局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24. その他の業務に係る委譲運営有形固定資産

24.1 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）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
有形固定資産	5,705	6,026
建設中の有形固定資産	1,155	1,313
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	6,860	7,339

24.2 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
2018年12月31日現在総額	1,510	12,902	24	609	15,045
増加	23	259	8	33	323
減少	(6)	(33)	(6)	(11)	(56)
換算調整	-	7	-	1	8
連結範囲の変更*	-	(2,131)	-	(8)	(2,139)
その他変動	1	17	1	-	19
2019年12月31日現在総額	1,528	11,021	27	624	13,200
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)
減価償却費、純額	(32)	(264)	(6)	(31)	(333)
減損、戻入控除後	-	-	-	-	-
除却	5	29	1	10	45
換算調整	-	(5)	-	-	(5)
連結範囲の変更*	-	1,805	-	14	1,819
その他変動	-	7	-	(9)	(2)
2019年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(956)	(6,081)	(20)	(438)	(7,495)
2018年12月31日現在純額	581	5,249	9	187	6,026
2019年12月31日現在純額	572	4,940	7	186	5,705

* 連結範囲の変更は、基本的に、E&P委譲資産の売却目的保有資産への組替に関係している。

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産は、主に、フランス所在の委譲運営施設（公共配電を除く水力発電）から構成されており、EdisonのE&P委譲の売却目的保有資産としての表示を考慮に入れている。

2019年度の建設中の有形固定資産の減損は(14)百万ユーロである。

2019年度の委譲運営資産の変動は、主に、EdisonのE&P事業の売却目的保有資産への組替(546)百万ユーロに関係している。

注記25. グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産

25.1 グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産（純額）

グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
有形固定資産	50,011	47,779
建設中の有形固定資産	34,755	30,377
ファイナンス・リース有形固定資産*	n/a	96
使用権資産*	4,333	n/a
グループ所有発電用有形固定資産および使用権資産を含むその他の有形資産	89,099	78,252

* 2018年12月31日現在、これらの資産はファイナンス・リース資産（96百万ユーロ）のみから構成されていた。

2019年12月31日現在、これらは当グループの子会社が借手として賃借した全ての資産も含んでいる（IFRS第16号）。

2019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3,028百万ユーロを含む13,653百万ユーロ）およびヒンクリー・ポイントC（資産計上された借入コスト318百万ユーロを含む10,942百万ユーロ）のEPR原子炉に対する投資に関係している。

2019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、10,833百万ユーロである（建設中の有形固定資産10,645百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産188百万ユーロ⁽²⁾）。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422百万ユーロ。
- ・ 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611百万ユーロ。
- ・ 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（476百万ユーロ、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、2019年12月31日現在の連結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9,800百万ユーロであり、2019年10月9日付で発表された完成時の建設費用（借入コストを除く）は124億ユーロ（2015年のユーロ）である。

(2) 総額252百万ユーロから減価償却累計額64百万ユーロを控除。

建設中の有形固定資産は、2019年度の投資水準が、当年度中に事業供用された資産の額を大幅に上回ったことから、4,378百万ユーロ増加した（注記25.2を参照）。2019年度中の有形固定資産および無形資産に対する投資は、主に、以下に関係している。

- ・ フランスー発電と供給セグメントの5,689百万ユーロで、主に「グラン・カレナージュ」プログラムに基づく投資、フラマンヴィル3に関する投資、および水力発電に関する投資である。
- ・ 英国セグメントの3,381百万ユーロで、当該投資は主に原子力発電に関連していた。
- ・ EDF Renewablesセグメントの1,721百万ユーロで、フランスおよび北米ならびに新興諸国で建設中の風力および太陽光発電容量が大幅に増加した。

25.2 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使用権資産を除く）

(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	その他 施設等	合 計
2018年12月31日現在総額	12,968	71,390	19,445	19,354	123,157
増加	824	3,999	394	2,375	7,592
減少	(76)	(1,225)	(127)	(447)	(1,875)
換算調整	52	563	162	293	1,070
連結範囲の変更(1)	26	-	(1,419)	(178)	(1,571)
その他変動(2)	3	486	31	(81)	439
2019年12月31日現在総額	13,797	75,213	18,486	21,316	128,812
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)	(8,364)	(75,378)
減価償却費、純額	(350)	(3,115)	(609)	(1,286)	(5,360)
減損、戻入控除後	(23)	-	(131)	(110)	(264)
除却	59	1,129	122	403	1,713
換算調整	(7)	(290)	(151)	(106)	(554)
連結範囲の変更(1)	(8)	-	630	149	771
その他変動(2)	2	155	(27)	141	271
2019年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(7,518)	(49,345)	(12,765)	(9,173)	(78,801)
2018年12月31日現在純額	5,777	24,166	6,846	10,990	47,779
2019年12月31日現在純額	6,279	25,868	5,721	12,143	50,011

(1) 連結範囲の変更は、基本的に、E&P事業の売却目的保有資産への組替に関係している。

(2) その他変動は、EDFの原子力発電に関連する引当金の計算に使用された実質割引率の変動336百万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32.1を参照）。

25.3 使用権資産

(単位：百万ユーロ)

	土地・建物	その他施設等	合 計
2018年12月31日現在総額	10	469	479
IFRS第16号による再表示（注記2.1参照）	4,199	293	4,492
2019年1月1日現在総額（再表示）	4,209	762	4,971
増加(1)	462	82	544
減少	-	-	-
換算調整	27	1	28
連結範囲の変更	(7)	6	(1)
その他変動(2)	(171)	(16)	(187)
2019年12月31日現在総額	4,520	835	5,355
2018年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(5)	(378)	(383)
減価償却費、純額	(542)	(118)	(660)
売却	-	-	-
換算調整	(1)	-	(1)
連結範囲の変更	5	(3)	2
その他変動	2	18	20
2019年12月31日現在減価償却および減損累計額	(541)	(481)	(1,022)
2018年12月31日現在純額	5	91	96
2019年1月1日現在純額（再表示）	4,204	384	4,588
2019年12月31日現在純額	3,979	354	4,333

(1) 増加は、新規リースに関して認識された使用権資産に関連する。

(2) その他変動は、使用権資産に係る契約改訂の影響を含む。

注記26. 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)	2019年12月31日現在			2018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	O	50.10	1,417	308	1,406	283
Taishan(TNPJVC)(2)	G	30.00	n.c.	n.c.	984	(2)
EDF SA保有のその他の投資			1,448	59	1,216	110
EDF Renewables保有のその他 の投資			1,063	77	1,307	79
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.	1,085	38
小計			6,414	519	5,998	508
CENG（売却目的保有資産に組 替-注記46参照）	G	49.99	n/a	288	1,667	102
Alpiq（2019年5月28日売却）	G,D,O,T	n/a	n/a	11	622	(41)
小計				299	2,289	61
合計				818	8,287	569

n/a=該当なし。

n.c.=報告なし。

(1) G=発電、D=配電、T=輸送、O=その他

(2) 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、2019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。

EDF SA保有のその他の投資は、専用資産である（注記48.3を参照）。

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、Compagnie Énergétique de Sinop (CES)（最初のタービンが2019年9月16日に、2基目が2019年10月18日に運転開始した）、Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd、Nachtigal（2019年3月に建設開始、2023年度後半に運転開始見込み）ならびにEDF Renewablesが所有する一部の会社に関連している。

CENG株式は、当グループが当該投資に関するプット・オプションを行使する意向を通知したことを受けて、IFRS第5号に基づいて組み替えられている（注記3.2.2および46を参照）。

Alpiqに対する投資は、2019年5月28日に売却された（注記3.2.1を参照）。

2019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、(73)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。

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。

26.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

26.1.1 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）

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
非流動資産	18,568	17,740
流動資産	3,120	2,854
資産合計	21,688	20,593
自己資本	2,829	2,807
非流動負債	15,059	13,225
流動負債	3,800	4,561
自己資本および負債合計	21,688	20,593
売上高	4,856	4,817
減価償却費および償却費控除前営業利益	2,181	2,058
純利益	615	566
純負債額	12,256	11,799
自己資本直入損益	(279)	78
支払配当金	313	313

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。

26.2 TAISHAN

26.2.1 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）	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
非流動資産	11,595	11,030
流動資産	451	350
資産合計	12,046	11,380
自己資本	3,279	3,316
非流動負債	7,777	6,864
流動負債	990	1,200
自己資本および負債合計	12,046	11,380
売上高	32	-
純損益	(8)	(56)
支払配当金	-	-

26.2.2 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）

2018年12月13日に1号機が商業運転を開始した後、続いて2号機は2019年9月7日に商業運転を開始した（注記3.1.4を参照）。

2019年3月20日に、NDRC（国家発展改革委員会）は、中国における最初の3件の第3世代原子力プロジェクトに規制料金を割り当てた。その一つがTaishanである。

Taishanに割り当てられた料金は、2021年度末までMWh当たり435中国人民元に設定されており、最初のユニットが運転を開始した日（2018年12月13日）まで遡って効力を有する。

連動メカニズムおよび2021年の後の料金水準は、この決定では設定されなかった。

事業計画はこの一時的な料金決定を組み込んで更新された。2019年12月31日現在の財務諸表において、これによる当該資産の減損の認識はなかった。

注記27. 棚卸資産

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			2018年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,649	(4)	10,645	10,671	(6)	10,665
その他燃料	872	(30)	842	957	(14)	943
その他消耗品	1,624	(360)	1,264	1,613	(302)	1,311
仕掛品（製品・サービス）	497	(30)	467	538	(30)	508
その他の棚卸資産	869	(38)	831	840	(40)	800
棚卸資産合計	14,511	(462)	14,049	14,619	(392)	14,227

2019年12月31日現在の長期（1年超）部分は、主に、7,828百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2018年12月31日現在7,810百万ユーロ）。

2019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「その他燃料」および「その他の棚卸資産」に計上されており、141百万ユーロである（2018年12月31日現在142百万ユーロ）。

注記28. 営業債権

営業債権（純額）の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）		15,066	14,468
－契約資産	28.3	400	439
営業債権－総額（EDF Trading）		1,583	2,446
減損		(1,043)	(1,004)
営業債権－純額		15,606	15,910

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、2019年12月31日現在6,719百万ユーロ（2018年12月31日現在6,827百万ユーロ）は、営業債権から控除されている。

28.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			2018年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
営業債権	16,649	(1,043)	15,606	16,914	(1,004)	15,910
- 期日経過後6か月以内	1,262	(187)	1,075	1,318	(214)	1,104
- 期日経過後6～12か月	367	(124)	243	393	(152)	241
- 期日経過後12か月超	940	(514)	426	877	(511)	366
期日到来営業債権	2,569	(825)	1,744	2,588	(877)	1,711
期日未到来営業債権	14,080	(218)	13,862	14,326	(127)	14,199

28.2 債権の譲渡

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
譲渡済で貸借対照表上に全額留保している営業債権	-	-
譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権	32	38
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	1,042	1,095

当グループは2019年12月31日現在、主にEdison、EDF SAおよびDalkiaに関連する合計1,042百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた（2018年12月31日現在1,095百万ユーロ）。

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。

28.3 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。契約資産の大部分は、1年以内に期限が到来する。

債権に含まれた契約資産は、2019年12月31日現在400百万ユーロおよび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に関連している。

注記29. 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
前払費用	1,429	1,719
公共電力サービス拠出金（CSPE）	1,667	799
VAT債権	2,022	2,133
その他税金債権	153	342
その他の営業債権	3,540	4,149
その他の債権	8,811	9,142
非流動部分	1,930	1,796
流動部分	6,881	7,346
総額	8,877	9,197
減損	(66)	(55)

2019年12月31日現在のその他の債権は、CSPE債権に相当する1,667百万ユーロを含んでいる（2018年12月31日現在799百万ユーロ）。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39.3を参照）。

その他の営業債権は、供給業者に支払った前渡金1,278百万ユーロを含んでいる（2018年12月31日現在1,192百万ユーロ）。これらの前渡金の大部分は、フランスー発電と供給セグメントに関連している。

注記30. 自己資本

30.1 資本金

2019年12月31日現在のEDFの資本金は1,551,810,543ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,103,621,086株から成っている。資本金のうち83.58%はフランス政府、14.92%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.34%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.16%はEDFが自己株式として所有している。

2019年6月、2018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、40,701,950株の新株発行を受けて資本金が20百万ユーロ増加し、発行プレミアム431百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2019年6月に完了した。

2019年12月、2019年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、52,651,460株の新株発行を受けて資本金が27百万ユーロ増加し、発行プレミアム403百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

30.2 自己株式

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF（Autorité des Marchés Financiers）の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2019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4,882,938株、総額64百万ユーロである。

30.3 配当

2019年5月16日の株主総会において、2018年度について1株当たり0.31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0.341ユーロである。

中間配当（1株当たり0.15ユーロ）は2018年12月10日に現金の形態により支払われたため、2018年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.16ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.191ユーロとなった。この未払配当残額は2019年6月18日に支払われた。

フランス政府は、2018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。

2018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残額は31百万ユーロである。

2019年11月19日にEDFの取締役会は、2019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458百万ユーロで、2019年12月17日に新株（株式による配当）または現金の形態により支払われた。

フランス政府は、2019年度について株式による中間配当を選択した。

2019年度について株式による中間配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は27百万ユーロであった。

30.4 資本性金融商品

2019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、9,209百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である。

永久劣後債の発行および償還は、2019年12月31日現在の自己資本に正味合計額(1,125)百万ユーロで計上された（注記3.3.2および3.3.3を参照）。

発行された永久劣後債の持参人に対するEDFの利息支払額は、2019年度589百万ユーロ、2018年度584百万ユーロであった。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。

2020年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約286百万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	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	2,098	米ドル	10年	5.25%
EDF	01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
EDF	01/2014	267	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%
EDF	11/2019	500	ユーロ	8年	3.00%

30.5 非支配持分（少数株主持分）

30.5.1 非支配持分の内訳

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			2018年12月31日現在	
	所有割合 (%)	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20.0%	2,764	(16)	2,612	(21)
NNB Holding Ltd.	33.5%	3,977	5	2,849	(3)
EDF Investissements Groupe SA	6.1%	516	10	516	11
Luminus SA (IHEDF Luminus SA)	31.4%	376	(6)	380	(21)
Framatome	24.5%	163	(22)	194	24
その他の非支配持分		1,528	56	1,626	24
合計		9,324	27	8,177	14

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。

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。

2018年度および2019年度のその他の非支配持分は、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っていた。

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、2019年12月31日現在の合計239百万ユーロ（2018年度260百万ユーロ）を含む。

30.5.2 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）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
非流動資産	25,807	21,304
流動資産	3,649	3,289
資産合計	29,456	24,593
自己資本	13,820	13,061
非流動負債	15,175	10,805
流動負債	461	727
自己資本および負債合計	29,456	24,593
売上高	2,807	2,765
純利益	(81)	(106)
自己資本直入損益	841	(100)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	328	649
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(474)	(555)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	-	(113)
現金および現金同等物一期末残高	472	483
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	(146)	(19)
為替変動の影響	17	1
その他	(14)	7
現金および現金同等物一期末残高	329	472
非支配株主に対する支払配当金	-	23

注記31. 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	2019年12月31日現在			2018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		1,432	23,822	25,254	1,515	22,362	23,877
廃炉および炉心核燃料引当金		364	31,761	32,125	302	26,842	27,144
原子力発電関連引当金	32	1,796	55,583	57,379	1,817	49,204	51,021
その他の施設廃止引当金	33	105	1,573	1,678	91	2,033	2,124
従業員給付引当金	34	945	20,539	21,484	998	17,627	18,625
その他の引当金	35	2,710	3,065	5,775	3,104	2,908	6,012
引当金合計		5,556	80,760	86,316	6,010	71,772	77,782

注記32. 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関係する技術および業界のシナリオ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)	2018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	2019年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	12,162	548	(1,092)	576	74	58	12,326
廃棄物除去および調整引当金	1,120	32	(29)	51	23	140	1,337
放射性廃棄物長期管理引当金	10,595	165	(232)	680	46	337	11,591
核サイクル終了引当金	23,877	745	(1,353)	1,307	143	535	25,254
原子力発電所廃炉引当金	23,040	105	(174)	984	444	3,210	27,609
炉心核燃料引当金	4,104	-	-	167	88	157	4,516
廃炉および炉心核燃料引当金	27,144	105	(174)	1,151	532	3,367	32,125
原子力発電関連引当金	51,021	850	(1,527)	2,458	675	3,902	57,379

2019年度における原子力発電関連引当金の変動は、主に、以下に起因する。

- ・ フランスおよび英国における実質割引率の低下。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」（449百万ユーロ）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」（1,708百万ユーロ）に含まれている。
- ・ 英国における原子力発電所廃炉負債の算定に使用される仮定の改訂。関連する影響（1,994百万ユーロ）は、「その他の変動」に表示されており、NLF債権に関連する引当金の変動に対応する（注記32.2.3を参照。）

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32.1	注記32.2		
使用済燃料管理引当金	10,823	1,503	-	12,326
廃棄物除去および調整引当金	805	532	-	1,337
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	1,053	7	11,591
2019年12月31日現在核サイクル終了引当金	22,159	3,088	7	25,254
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
原子力発電所廃炉引当金	16,937	10,303	369	27,609
炉心核燃料引当金	2,624	1,892	-	4,516
2019年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	19,561	12,195	369	32,125
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

フランスおよび英国における原子力引当金の詳細は、注記32.1および注記32.2にそれぞれ記載されている。

ベルギーでは、ベルギーの2003年4月11日付法律により、Synatom (Engie Groupの子会社) が、ベルギーの原子力発電所関連引当金およびこれを填補する基金の管理に任命された。Luminusは、4か所の原子力発電所の共同所有者として、発電所廃炉および核燃料終了費用の自社持分を填補するために、Synatomを通じてこれらの基金に拠出している。当該基金メカニズムは、以下の項目を通じて連結財務諸表に反映されている。

- ・ 負債の部に引当金として表示されている債務、2019年12月31日現在259百万ユーロ（2018年12月31日現在209百万ユーロ）。
- ・ Synatomに対する前払金に相当し、連結貸借対照表の資産の部に、公正価値で計上される金融資産として認識されている債権（注記39.3を参照）、2019年12月31日現在230百万ユーロ（2018年12月31日現在203百万ユーロ）。当該債権は、LuminusのためにSynatomが保有する基金持分の公正価値に相当し、填補対象である債務の算定に使用された実質割引率と同じ割引率を適用して割り引かれている。

32.1 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48を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 法律、特に安全、危機管理および環境保護に関する規制の変更、ならびに、長期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	2018年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響(1)	その他の 変動(2)	2019年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	32.1.1	10,698	535	(890)	515	(35)	10,823
廃棄物除去および調整引当金	32.1.2	751	29	(29)	36	18	805

放射性廃棄物長期管理引当金	32.1.2	9,846	161	(232)	650	106	10,531
核サイクル終了引当金		21,295	725	(1,151)	1,201	89	22,159
原子力発電所廃炉引当金	32.1.3	15,985	105	(141)	694	294	16,937
炉心核燃料引当金	32.1.4	2,526	-	-	97	1	2,624
廃炉および炉心核燃料引当金		18,511	105	(141)	791	295	19,561
原子力発電関連引当金		39,806	830	(1,292)	1,992	384	41,720

- (1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,543百万ユーロ、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2019年度の実質割引率の変更による影響449百万ユーロ（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、関連資産がある引当金に関する2019年12月31日現在の実質割引率の変更による影響361百万ユーロを含む。

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UPI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。

32.1.1 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。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含んでいる。

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ていた）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。その目標は、再利用を一部の900MWユニットで開始し、その後、一部の1,300MWユニットで開始することである。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。2019年度にEDFは、当該契約を参照して発電所の準備の状況を引き続き監視した。

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（759百万ユーロ）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リスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。この引当金に関連して専用資産が保有されている（注記48.4を参照）。

32.1.2 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

32.1.2.1 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）および試運転認可申請の審査に必要な書類に追記されている。ICEDAは、2020年度上半期に運転を開始する見込みである。

32.1.2.2 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、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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,561	1,278
長寿命低レベル廃棄物	330	292
長寿命中高レベル廃棄物	8,640	8,276
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	9,846

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、既存の貯蔵センターの運営に関する運送者、Cyclife France（廃棄物処理について）およびANDRAとの現在の契約に基づいて査定される。2019年度に、過去の廃棄物除去の時系列分析と将来の量に関するより優れた特性解析を基礎とした長期予測を適用して、費用および在庫の仮定が更新された。見積費用の更新に係る作業の影響により、引当金が206百万ユーロ増加した（損益計算書に132百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

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年度の期間の国家計画（PNGMDR）の下で更なる調査が計画されている。さらに、すべての長寿命低レベル放射性廃棄物の管理に関する全般的な業界戦略が、当該国家計画の下での最終確定に先立ち、現在検証されている最中である。

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。

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た。この意見には、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要請が含まれていた。現在の瀝青廃棄物の管理について報告書を作成する目的で2018年9月にDGECにより任命された専門家集団は、2019年9月に、多様な選択肢が実施可能である（貯蔵ないし中和化）と結論付けたが、最も適切な選択肢を識別するためには研究を継続することが重要であることを強調した。

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）の開発申請は現在、2020年度に行われる予定となっており、認可の取得もこれに対応して延期されている。工業上のパイロット・フェーズが2030年度に延期された後、産出業者は現在、依然として2031年に最初の廃棄物パッケージを受け入れるとの仮説に基づいて取り組んでいる。従って、引当金は当該スケジュール変更の影響を受けていない。

32.1.3 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L.593-25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。これによって、承認された安全手続きに先立ちいくつかの特定の作業の開始が認められる。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点で、基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外するために、当該施設の分類を解除する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするよう

求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の作業は、現在の原子力発電所より前に建設され操業していた発電所（「第1世代」発電所）、ならびにスーパーフェニックス発電所およびシノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェイ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、新たな方法および技術の開発を要し、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この原子炉は洞窟に位置するという特殊性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

フェッセンハイムの予備的解体計画および第4回定期レビュー（RP4）に関する方向性は、2018年7月にASNに提出された。連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)のリスク軽減に関するより詳細な研究報告とともに、2018年度後半に最終化された。2019年度の研究は、解体およびRP4の文書を2020年度半ばに提出することを目標に、解体計画の作成に重点を置いた。

2019年9月30日に、EDFは、環境連帯移行大臣およびASNに対し、原子炉1号機について2020年2月22日、原子炉2号機について2020年6月30日に予定されているフェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止承認依頼申請および永久閉鎖宣言を提出した（注記3.1.6を参照）。

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)	2018年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2019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	12,480	2	(20)	488	294	13,244
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,505	103	(121)	206	-	3,693
原子力発電所廃炉引当金	15,985	105	(141)	694	294	16,937

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年度以後の見直しの結果、重要な修正は生じていない。

超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金の対象範囲には、2019年度に運転を開始したバックアップ・ディーゼル設備および制御棒クラスタ案内管処理装置の撤去費用が含まれる。その結果、当該引当金は43百万ユーロ増加した。

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。

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年度以後、この年次見直しの結果、重要な修正は生じていない。

2015年度の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。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）の解体予定表に関しては合意に達したが、他の5基の原子炉の解体予定表に関しては議論が続けられた。EDFの提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、他の5基をほぼ同時に解体する前に、経験に基づく重要な修正を見越している。2019年2月12日にEDFは、当グループが選択した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員会に提示した。その後、ASNは、解体作業の規制上の認可申請および当該申請に含めるべき解体予定表の提出期限を設定する決定案を公表し、同案は2019年7月から11月の間、公開協議に付された。当該決定案において、ASNは、求められる作業が複雑であり、EDFが提案したリスク管理戦略（工業的実証、最初の原子炉の重要な経験）に正当性があることを認めた。ただしASNは、同種世界初の原子炉の後の原子炉5基に係る作業を若干前倒して2055年以前に開始することを要請している。この協議は現在終了しており、その結果は基本的に決定案の内容に疑義を呈するものではない。

当該ASNの決定案を考慮して、原子力引当金は、2019年度に合計108百万ユーロ（純損益を通じて）積み増しされた。このうち77百万ユーロは永久に閉鎖された原子力発電所に関する廃炉引当金、31百万ユーロは放射性廃棄物長期管理引当金（長寿命低レベル廃棄物、超低レベルおよび低中レベル廃棄物）であった。最終決定は2020年度に公表される見込みである。

32.1.4 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。

32.1.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

32.1.5.1 割引率およびインフレ率

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。

2018年12月31日までは、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た。2019年度からは、下落傾向の予測により短期のコンセンサス予想による予測の適切性が低下したことから、使用されたインフレ率は、インフレ・スワップから推測された。

長期のインフレ率を必要とする原子力債務の長期性およびスワップの日付によるボラティリティを考慮して、2019年12月31日現在の仮定上の平均インフレ率は1.4%（2018年12月31日現在1.5%）とされている。

この結果、算定された割引率は、2019年12月31日現在、インフレ率を1.4%と仮定して、3.7%であり（2018年12月31日現在インフレ率1.5%として3.9%）、従って、実質割引率は2019年12月31日現在2.3%（2018年12月31日現在2.4%）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、2019年12月31日現在3.8%（3.75%の端数切上げにより3.8%）であった（2018年12月31日現在4.0%）。

2019年12月31日現在で使用された割引率は、3.7%である。

2020年2月12日付書簡により、環境連帯移行大臣および経済財務大臣は、原子力費用の資金確保に関する一定の規制を変更する旨の決定を、EDFに通知した。

- ・ 割引率の規制上の制限は実数値で表示され、欧州保険企業年金監督局が発表する該当日現在の最終的フォワード・レートに150ベース・ポイントを加算した率に対応する。この変更は、開始時の実質率を2.3%として、2020年1月1日から5年間にわたり定額法により段階的に導入される。
- ・ 仮定の変更が引当金に与えた影響を緩和するために、100%から110%の補填率を規定する資産保有義務が取り消され、上限値（その超過分につき当該資産の引出しが可能となる）が110%から120%に引き上げられる。ただし、2018年度に係る残存義務（797百万ユーロ）は依然として適用される。2019年度に係る配分は要求されない。
- ・ 補填不足の場合の行政当局による必要な措置の制限期間は、不足が記録された事業年度の末日から3年であったが、5年に延長される。

32.1.5.2 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)	2019年12月31日現在		2018年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	19,455	10,823	18,737	10,698
廃棄物除去および調整	1,243	805	1,194	751
放射性廃棄物長期管理	32,372	10,531	30,970	9,846
核サイクル終了費用	53,070	22,159	50,901	21,295
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	21,134	13,244	20,755	12,480
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	6,428	3,693	6,576	3,505
炉心核燃料引当金	4,331	2,624	4,346	2,526
廃炉および炉心核燃料費用	31,893	19,561	31,677	18,511

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。

2019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	10,823	(228)	249	196	(215)
-廃棄物除去および調整	805	(25)	27	16	(17)
-放射性廃棄物長期管理	10,531	(659)	750	554	(636)
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	13,244	(506)	529	7	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,693	(139)	150	139	(150)
-炉心核燃料	2,624	(88)	94	-	-
合計	41,720	(1,645)	1,799	912	(1,025)

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)

32.2 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2019年12月31日現在15,282百万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39.3を参照）に2019年12月31日現在13,303百万ユーロ（2018年12月31日現在9,220百万ユーロ）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)	2018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*	2019年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,464	13	(202)	61	74	93	1,503
廃棄物除去および調整引当金	369	3	-	15	23	122	532
放射性廃棄物長期管理引当金	743	3	-	30	46	231	1,053
核サイクル終了引当金	2,576	19	(202)	106	143	446	3,088
原子力発電所廃炉引当金	6,754	-	(33)	280	444	2,858	10,303
炉心核燃料引当金	1,578	-	-	70	88	156	1,892
廃炉および炉心核燃料引当金	8,332	-	(33)	350	532	3,014	12,195
原子力発電関連引当金	10,908	19	(235)	456	675	3,460	15,283

* 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、原子力負債の変動を含む。この変動は、割引率の低下1,347百万ユーロおよび原子力債務の算定に使用された仮定の改訂の影響1,994百万ユーロに起因する（注記32.2.3を参照）。

32.2.1 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2,185百万英ポンド（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。2019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英ポンド（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英ポンド（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1.3.16.1を参照）。

EDF Energyおよび英国の当局は、将来の原子力発電所の閉鎖を考慮して、British Energyの再編時である2005年1月に締結した一定の契約、特に原子力負債基金契約（NLFA）の履行条件の明確化に向けた議論を2019年度に開始した。この議論の目的は、EDF Energyが原子力負債基金（および潜在的にはNLFを保証している英国大蔵省）から回収予定である解体費用、ならびに英国の当局が原子力発電所を燃料除去フェーズ後に購入するオプション（オプション契約に規定された権利）の行使条件について、より詳細に定義することである。これらの議論の結果、一連の原則について2019年度に合意が得られ、包括的な拘束力ある合意の達成を目指して議論が続けられている。

EDF Energyは、燃料除去フェーズ中のEDF Energyと廃炉フェーズ中の公的機関であるNDA（原子力廃止措置機関）の間の負債の分割における変更案を反映するために、2017年度に承認され現在有効であるベースライン廃炉計画（BDP）の改訂案を起草している。燃料除去費用の見積り更新に関する第1段階において、EDF Energyは2020年1月に廃炉計画を提出した。NDAの回答は2020年4月に見込まれている。廃炉費用の見積り更新に関する第2段階は2021年度に実施される見込みである。

32.2.2 核サイクル終了引当金

サイズウェルB PWR（加圧水型原子炉）発電所からの使用済燃料は施設内に貯蔵される。その他の発電所からの使用済燃料は、貯蔵および再処理のためにセラフィールドに移送される。

EDF Energyの核サイクル終了引当金は、使用済燃料の再処理および貯蔵ならびに放射性廃棄物の長期貯蔵のための債務であり、原子力廃止措置機関（NDA）が承認した英国における現行規則によって要求されている。その金額は契約上の合意、またはそれが可能でなければ、直近の技術的な見積りに基づいている。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在		2018年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	2,655	1,503	2,665	1,464
廃棄物除去および調整	1,979	532	1,856	369
放射性廃棄物長期管理	3,886	1,053	3,645	743
核サイクル終了費用	8,520	3,088	8,166	2,576

32.2.3 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。

上述の通り、2020年1月下旬にEDF Energyは、廃炉計画提出（DPS 2020）の第1フェーズを実施した。提出された計画は、改良型ガス冷却炉（AGR）発電所の燃料除去フェーズに関する戦略、計画および見積りの更新を含む。この結果、引当金は19億ユーロ増加した（従前の見積額20億ユーロから39億ユーロへの増加）。これは特に、i) リスクおよび偶発事象モデリング後の燃料除去期間の延長、ii) 対象費用の定義の改善、ならびにiii) 業界シナリオ見直し後の燃料準備および除去費用の見積りの更新を反映している。

NDAは、DPS 2020の当該提案を、2020年4月までに検証する予定である。当該提案に記載した費用はすべて、NDAにより認可されると考えられることから、NLF債権は更新されている。

DPS 2020の第2フェーズは2021年度に実施される予定である。これは、AGR発電所に関するその他のすべての廃炉活動の更新、サイズウェルの廃炉、ならびに非約定コミットメント計画の更新を含む。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在		2018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	19,278	10,187	15,741	6,637

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2019年12月31日現在117百万ユーロ、注記32.2.1を参照）の現在価値を除いた、廃炉債務に関係している。

32.2.4 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。

2019年12月31日現在で、EDF Energyは英国の原子力負債に対し2%の実質割引率を適用した（2018年12月31日現在2.5%）。

注記33. 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(1)	Framatome(2)	その他企業(3)	合計
2019年12月31日現在 その他の施設廃止引当金(3)	667	143	161	388	319	1,678
2018年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	658	132	716	350	268	2,124

(1) Edisonのその他の施設廃止引当金の減少は、基本的に、E&P事業の売却目的保有資産および関連する負債への組替によるものである（注記2.3および46を参照）。

(2) フランスの基本的原子力施設に関連する引当金83百万ユーロを含む。

(3) Cyclife France (HSCODEI) の基本的原子力施設に関連する引当金48百万ユーロを含む。

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料発電所、核燃料集合体の生産設備、および風力発電所の解体に関係している。

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。

2019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費用見積りを反映しており、発電所用地の原状復帰費用を含んでいる。

注記34. 従業員給付引当金

34.1 EDFグループ

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	945	998
従業員給付引当金－非流動部分	20,539	17,627
従業員給付引当金	21,484	18,625

34.1.1 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
2018年12月31日現在残高(1)	38,479	(20,791)	17,688
2019年度純費用	1,954	(523)	1,431
数理計算上の損益	5,130	(2,668)	2,462
雇用主による拠出	-	(283)	(283)
従業員による拠出	12	(12)	-
給付支払額(2)	(2,128)	1,117	(1,011)
換算調整	455	(501)	(46)
連結範囲の変更	-	-	-
その他の変動	(3)	-	(3)
2019年12月31日現在残高	43,899	(23,661)	20,238
このうち：			
従業員給付引当金			21,484
非流動金融資産			(1,246)

(1) 2018年12月31日現在の純債務は従業員給付引当金18,625百万ユーロおよび非流動金融負債(937)百万ユーロから構成されており、その純額は17,688百万ユーロであった。

(2) 米国における制度清算に関する272百万ユーロを含む。

2019年度の債務に係る数理計算上の損益は5,130百万ユーロであり、以下のものを含んでいる。

- 以下の結果であるフランスにおける4,151百万ユーロ
 - 割引率の変動5,515百万ユーロ
 - インフレ率の変動(926)百万ユーロ
 - 2020年度向け社会保障制度基金に係る法案による(285)百万ユーロ
 - 賃金法の更新による(183)百万ユーロ
- 英国における873百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する（注記34.3.6を参照）。

2019年度の制度資産に係る数理計算上の損益は(2,668)百万ユーロである。これは主に、英国における変動(998)百万ユーロおよびフランスにおける資本市場の極めて良好な実績による変動(1,647)百万ユーロの結果である。

2018年度の債務に係る数理計算上の損益は(3,898)百万ユーロであり、以下のものを含んでいる。

- フランスにおける(3,323)百万ユーロ。割引率の変動(2,174)百万ユーロ、公式生命表の更新による(462)百万ユーロおよび賃金法の更新による(491)百万ユーロの結果である。
- 英国における(518)百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する。

34.1.2 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)	2019年度	2018年度
当期勤務費用	(821)	(1,018)
過去勤務費用	3	(19)
数理計算上の損益－長期給付	(205)	20
営業費用として計上された純費用	(1,023)	(1,017)
利息費用（割引の影響）	(931)	(875)
制度資産の運用収益	523	475
金融損益に含まれた純利息費用	(408)	(400)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,431)	(1,417)
数理計算上の損益－雇用後給付	(5,130)	3,898
制度資産に係る数理計算上の損益	2,668	(746)
換算調整	46	(8)
数理計算上の損益	(2,462)	3,152
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(2,416)	3,144

34.1.3 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
2018年12月31日現在債務	29,201	8,248	1,030	38,479
2019年度純費用	1,436	473	45	1,954
数理計算上の損益	4,151	873	106	5,130
従業員による拠出	-	11	1	12
給付支払額	(1,478)	(369)	(281)	(2,128)
換算調整	-	454	1	455
連結範囲の変更	-	-	-	-
その他の変動	-	-	(3)	(3)
2019年12月31日現在債務	33,310	9,690	899	43,899
制度資産の公正価値	(12,581)	(10,712)	(368)	(23,661)
2019年12月31日現在従業員給付純債務	20,729	(1,022)	531	20,238
このうち：				
従業員給付引当金	20,729	224	531	21,484
非流動金融資産(2)	-	(1,246)	-	(1,246)

(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34.2を参照）。

(2) 2019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34.3.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
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日現在従業員給付引当金	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	-	(937)	-	(937)

(1) フランスは2つの事業セグメント「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」から構成されている（注記34.2を参照）。

34.2 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1.3.21に記載されている。

34.2.1 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
2018年12月31日現在残高	29,201	(11,165)	18,036
2019年度純費用	1,436	(252)	1,184
数理計算上の損益	4,151	(1,647)	2,504
基金への抛出	-	-	-
給付支払額	(1,478)	483	(995)
2019年12月31日現在残高	33,310	(12,581)	20,729

34.2.2 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)	2019年度	2018年度
当期勤務費用	(563)	(732)
過去勤務費用	-	-
数理計算上の損益ー長期給付	(205)	17
営業費用として計上された純費用	(768)	(715)
利息費用（割引の影響）	(668)	(627)
制度資産の運用収益	252	221
金融損益に含まれた純利息費用	(416)	(406)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,184)	(1,121)
数理計算上の損益ー雇用後給付	(4,151)	3,323
制度資産に係る数理計算上の損益	1,647	(259)
数理計算上の損益	(2,504)	3,064
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(2,504)	3,064

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)	2019年度	2018年度
実績による調整	(95)	(90)
人口統計上の仮定の変更	(1)	462
財務上の仮定の変更(1)	(4,260)	2,968
債務に係る数理計算上の損益	(4,356)	3,340
このうち：		
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(4,151)	3,323
長期給付に係る数理計算上の損益	(205)	17

(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。

2019年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は(4,356)百万ユーロであり、主に割引率、インフレ率、2020年度向け社会保障制度基金に係る法案および賃金法更新における変動に関連している（注記34.2.7を参照）。

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。

34.2.3 性質別の従業員給付引当金

2019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
2019年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,776	(12,581)	19,195
内訳：			
年金	24,463	(11,778)	12,685
現物給付（電力／ガス）	4,876	-	4,876
退職慰労金	898	(787)	111
その他	1,539	(16)	1,523
2019年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,534	-	1,534
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,290	-	1,290
長期勤続報奨	214	-	214
その他	30	-	30
2019年12月31日現在の従業員給付引当金	33,310	(12,581)	20,729

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

34.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
現職従業員	18,994	16,009
退職者	14,316	13,192
債務	33,310	29,201

34.2.5 制度資産

2019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12,581百万ユーロ（2018年12月31日現在11,165百万ユーロ）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69%。債券から成り、金利の変動による債務の変動を複製するよう設計されている。
- ・ 成長資産区分に31%。国外の株式から成る。

制度資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
制度資産	12,581	11,165
特別年金給付向け資産	11,778	10,416
内訳（%）		
上場資本性金融商品（株式）	31%	27%
上場負債商品（債券）	69%	73%
退職慰労金向け資産	787	734
内訳（%）		
上場資本性金融商品（株式）	34%	27%
上場負債商品（債券）	66%	73%
その他の制度資産	16	15

2019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57%は北米会社の株式
- ・ 合計の約19%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2018年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2019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84%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約16%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約80%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。

年金制度資産のフランスにおける2019年度の運用成績は+17.4%である。

34.2.6 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	1,427	1,418
1－5年	4,837	4,645
5－10年	5,033	4,514
10年超	36,539	22,733
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	47,836	33,310

2019年12月31日現在、フランスの従業員給付コミットメントの平均期間は19.6年であった。

34.2.7 数理計算上の仮定

(単位：%)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	1.30%	2.30%
インフレ率	1.30%	1.50%
昇給率(2)	2.40%	2.60%

(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適切な期間に基づいて、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。割引率の大幅な低下（100bp）は、基本的に、2019年度中に観察されたリスクフリー・レートの下落に関係している。

使用された経済および市場のパラメータの2019年12月31日現在の変動を受けて、当グループは、2019年12月31日現在の割引率を1.30%に設定している（2018年12月31日現在2.30%）。

2018年12月31日までは、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た。2019年度からは、下落傾向の予測により短期のコンセンサス予想による予測の適切性が低下したことから、使用されたインフレ率は、インフレ・スワップから推測された。

その結果、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た仮定上の平均インフレ率は、2019年12月31日現在1.3%である（2018年12月31日現在1.5%）。

債務の算定に使用される賃金法は、2010年-2012年の期間にわたり観察された変動（予想長期昇給率の低下を反映するための係数による調整後）に代えて2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給率（非反復的影響を調整後）を適用することにより、2019年度に更新された。この更新は、債務の評価に重要な影響を与えなかった。

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。

34.2.8 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：％）	2019年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.8%/+5.2%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.6%/-4.9%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.6%/-4.3%

34.3 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1.3.21に記載されている。

34.3.1 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
2018年12月31日現在残高	8,248	(9,039)	(791)
2019年度純費用	473	(263)	210
数理計算上の損益	873	(998)	(125)
雇用主による拠出	-	(269)	(269)
従業員による拠出	11	(11)	-
給付支払額	(369)	369	-
換算調整	454	(501)	(47)
2019年12月31日現在残高	9,690	(10,712)	(1,022)
このうち：			
従業員給付引当金	-	-	224
非流動金融資産	-	-	(1,246)

2019年12月31日現在、EDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度（注記1.3.21.2.2を参照）は2018年12月31日現在の937百万ユーロと比べて1,246百万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。

EDF Energyはまた、EEPS年金制度に関連して、2019年12月31日現在、224百万ユーロの引当金を計上した。これに対し2018年12月31日現在は146百万ユーロであった。

34.3.2 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)	2019年度	2018年度
当期勤務費用	(230)	(258)
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	(230)	(273)
利息費用（割引の影響）	(243)	(232)
制度資産の運用収益	263	248
金融損益に含まれた純利息費用	20	16
損益計算書に計上された従業員給付費用	(210)	(257)
数理計算上の損益—雇用後給付	(873)	518
制度資産に係る数理計算上の損益	998	(463)
数理計算上の損益	125	55
換算調整	47	(6)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	172	49

34.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
現職従業員	5,202	4,948
退職者	4,488	3,300
債務	9,690	8,248

34.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2019年12月31日現在における現在価値が10,712百万ユーロ（2018年12月31日現在9,039百万ユーロ）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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
BEGG年金基金	8,144	6,963
EEGSG年金基金	1,493	1,267
EEPS年金基金	1,075	809
制度資産	10,712	9,039
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	11%	9%
上場負債商品（債券）	57%	61%
不動産	7%	8%
現金および現金同等物	2%	3%
その他	23%	19%

2019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64%は北米会社の株式
- ・ 合計の約21%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約15%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

2019年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約68%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約32%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約67%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2018年12月31日現在より7パーセント・ポイント高かった。

34.3.5 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	269	264
1－5年	1,093	1,050
5－10年	1,515	1,353
10年超	12,953	7,023
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	15,830	9,690

2020年度の基金拠出額は、約289百万ユーロ（事業主による拠出277百万ユーロおよび従業員による拠出12百万ユーロ）と見積もられている。

2019年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は19.5年である。

34.3.6 数理計算上の仮定

(単位：％)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率*	2.11％	2.86％
インフレ率	2.89％	2.99％
昇給率	2.28％	2.39％

* 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。

34.3.7 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：％)	2019年12月31日現在
割引率の25ベース・ポイント増減の影響	-4.6%/+4.9%
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	+3.6%/-3.4%
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	+0.4%/-0.4%

注記35. 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)	2018年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動	2019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(1)	934	9	(201)	-	-	24	766
税金負債引当金(2)	448	59	(91)	(3)	(2)	(256)	155
訴訟引当金	562	64	(69)	(86)	-	8	479
不利契約および完成時損失引当金(3)	1,208	448	(324)	(14)	-	38	1,356
環境計画関連引当金	1,137	1,847	(1,529)	(13)	-	75	1,517
その他のリスクおよび負債引当金(4)	1,723	694	(732)	(115)	(20)	(48)	1,502
合計	6,012	3,121	(2,946)	(231)	(22)	(159)	5,775

(1) Alpiqに関連する引当金の戻入れを含む。

(2) IFRIC第23号に準拠した税金負債引当金の繰延税金への組替235百万ユーロ（注記17.3を参照）。

(3) 不利契約引当金は、主にDunkerque LNGとの長期契約および長期電力売買契約に起因している。

(4) これらの引当金は事業に関係する多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、事業再編成、約定保守義務等）を対象としている。個別の引当金には重要性はない。

環境計画関連引当金

環境計画関連引当金に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に対する引当金が含まれている（注記1.3.26を参照）。

環境計画関連引当金は、主に、英国における再生可能エネルギー証書に係る引当金に対応する。

当該引当金の前年度からの増加は、主に、当グループによる割当超過排出に起因しており、その額は2019年12月31日現在414百万ユーロ（2018年12月31日現在175百万ユーロ）である。

ガス排出枠

欧州連合温室効果ガス排出枠制度の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電力事業者への排出権の無償割当の中止である。

EDFグループ内でこの制度に関係する企業は、EDF、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびLuminusである。

2019年度に、当グループは、2018年度中に発生した排出に関して26百万トンを出した。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。

2019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（2018年度1百万トン）である。

2019年12月31日現在の排出量は21百万トンであった（2018年12月31日現在24百万トン）。

再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギー証書制度によって、EDFグループは、特に英国およびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている。

2019年12月31日現在、基本的にEDF Energy（英国）および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、1,103百万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36. 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
資産の現物評価額*	51,085	49,327
事業者による供与資金の未償却分	(27,387)	(25,669)
既存資産に対する権利—純額	23,698	23,658
委譲当局による供与資金の償却	14,389	13,792
取替引当金	9,378	9,474
取替予定資産に対する権利	23,767	23,266
フランスの公共配電特別委譲負債	47,465	46,924

* 委譲資産の資金調達のために受け取った拋出金131百万ユーロ（2018年度131百万ユーロ）を含む。

注記37. 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	11,243	11,177
営業債務（EDF Trading）	1,624	2,244
営業債務	12,867	13,421

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38. 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)	2019年12月31日現在	うち契約負債	2018年12月31日現在	うち契約負債
前受金および未成業務受入金	1,975	1,761	1,920	1,858
有形固定資産関連負債	3,824	-	3,757	-
税金負債	4,439	-	4,624	-
社会保障費	4,535	-	4,388	-
長期契約に係る繰延収益	3,412	3,412	3,413	3,413
その他の繰延収益	641	509	609	577
その他	2,712	-	2,198	-
その他の負債	21,538	5,682	20,908	5,848
非流動部分	4,928	3,473	4,896	3,805
流動部分	16,610	2,209	16,012	2,043

38.1 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651百万ユーロから成る（2018年12月31日現在679百万ユーロ）。

38.2 税金負債

2019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560百万ユーロが含まれている（2018年12月31日現在659百万ユーロ）。

38.3 長期契約に係る繰延収益

2019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1,709百万ユーロ（2018年12月31日現在1,663百万ユーロ）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。

38.4 その他の項目

上表の「その他」には、2019年度中に受け取った投資補助金543百万ユーロ（2018年度351百万ユーロ）が含まれている。

38.5 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。

契約負債の変動は、以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2018年 12月31日 現在	当期 計上額	当期 売上高 振替額	当期 取消額 (売上高 に影響し ない)	時の経過 による割 引の戻入 れの影響	連結範囲 の変更	外国為替 の影響	2019年 12月31日 現在
前受金	1,858	1,915	(1,992)	(37)	(1)	-	18	1,761
長期契約に係る繰延収益	3,413	476	(545)	(2)	64	4	2	3,412
その他の繰延収益	577	413	(481)	-	-	-	-	509

これらの負債は、大半の前受金および未成業務受入金1,761百万ユーロ（主にFramatome、英国およびフランスー規制業務セグメントに関連）ならびに、大半の繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）3,921百万ユーロ（主にフランスー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2019年12月31日現在の合計額は、5,682百万ユーロである（2018年12月31日現在5,848百万ユーロ）。

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12,388百万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1,330百万ユーロは、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。

金融資産および負債

注記39. 流動および非流動金融資産

39.1 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)	2019年12月31日現在			2018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	17,711	6,208	23,919	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	5	447	452	6	407	413
純損益を通じて公正価値で測定する商品	1,593	20,193	21,786	3,175	16,985	20,160
負債証券または持分証券	19,309	26,848	46,157	20,840	22,671	43,511
売買目的デリバティブー純損益に正の公正価値	6,813	-	6,813	6,404	-	6,404
ヘッジ目的デリバティブー純損益に正の公正価値	1,803	3,956	5,759	1,646	2,737	4,383
貸付金および金融債権 ⁽¹⁾	1,476	15,415	16,891	2,253	11,696	13,949
流動および非流動金融資産	29,401	46,219	75,620	31,143	37,104	68,247

(1) 2019年12月31日現在(352)百万ユーロの減損を含む (2018年12月31日現在(281)百万ユーロ)。

39.2 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)	2019年12月31日現在			2018年 12月31日現在	
	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	合計	合計
負債証券および持分証券					
EDFの専用資産	6,253	-	19,765	26,018	21,820
流動性の高い資産	17,347	-	1,553	18,900	20,538
その他の有価証券*	320	452	468	1,240	1,153
合計	23,919	452	21,786	46,157	43,511

* 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48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。

	2019年度			2018年度		
	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)	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)	純損益にリサイクルされた公正価値の変動総額(2)	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)	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)	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	297	-	136	(72)	-	(12)
流動性の高い資産	139	-	7	(43)	-	12
その他の資産	-	(22)	-	-	(37)	-
負債性および資本性金融商品(3)	436	(22)	143	(115)	(37)	-

(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。

2019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161百万ユーロを含む、293百万ユーロ）。

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）。

2019年度に計上された重要な減損はなかった。

39.2.1 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48に記載されている。

39.2.2 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2019年12月31日現在409百万ユーロ（2018年12月31日現在2,863百万ユーロ）である。

39.3 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
貸付金および金融債権－NLF向け債権	13,303	9,220
貸付金および金融債権－CSPE*	684	2,060
貸付金および金融債権－その他	2,904	2,669
貸付金および金融債権	16,891	13,949

* 2019年12月31日現在の専用資産に配分された684百万ユーロ（2018年12月31日現在2,060百万ユーロ）を含む。

2019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。

- 2019年12月31日現在総額13,303百万ユーロ（2018年12月31日現在9,220百万ユーロ）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）。2019年度におけるNLF債権の増加は、注記32.2に説明した費用の見積り変更を受けて引当金が増加したことに起因している。

- ・ 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2019年度中に受け取った元利金の払戻額は、1,399百万ユーロであった。このCSPE債権は全額が専用資産に配分されている。
- ・ その他の貸付金および金融債権には、特に以下のものが含まれている。
 - ・ EDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過額1,246百万ユーロ（2018年12月31日現在937百万ユーロ）。
 - ・ 長期原子力債務の填補のためにLuminusがSynatomに支払った前払金に相当する230百万ユーロ（2018年12月31日現在203百万ユーロ）。Luminusの財務諸表上、これらの金額は、積立対象である引当金と同じ割引率により割引かれている。この債権は、LuminusのためにSynatomが保有する基金資産の公正価値に相当する。

39.4 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。

39.4.1 2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2018年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2019年 12月31日 現在
リサイクルを伴うOCIを 通じて公正価値で測定 する商品	22,938	445	468	-	-	50	18	23,919
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	413	39	(48)	-	10	1	37	452
純損益を通じて公正価 値で測定する商品	20,160	(1,079)	2,792	-	(30)	-	(57)	21,786
貸付金および金融債権	13,949	(1,754)	-	378	194	657	3,467	16,891

貸付金および金融債権の純減少は、CSPE債権の変動(1,376)百万ユーロを含む。

貸付金および金融債権のその他の変動は、主に、長期原子力債務を補填するための原子力負債基金（NLF）および英国政府からの払戻額を示す債権に対応する金融資産（2019年12月31日現在13,303百万ユーロ、2018年12月31日現在9,220百万ユーロ）、ならびにEDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過額（2019年12月31日現在1,246百万ユーロ、2018年12月31日現在937百万ユーロ）の変動に対応する。

39.4.2 2018年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2017年 12月31日 現在	方法の変 更	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調 整	その他	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

注記40. 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
現金	3,698	2,855
現金同等物*	236	435
金融当座勘定	-	-
現金および現金同等物	3,934	3,290

* 2019年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は236百万ユーロである（2018年12月31日現在435百万ユーロ）。

現金の制約

2019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213百万ユーロを含む（2018年12月31日現在235百万ユーロ）（注記1.3.25を参照）。

注記41. 流動および非流動金融負債

41.1 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)	2019年12月31日現在			2018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	56,306	11,074	67,380	50,901	8,287	59,188
売買目的デリバティブの負の公 正価値	-	6,327	6,327	-	7,160	7,160
ヘッジ・デリバティブの負の公 正価値	696	1,134	1,830	1,228	1,720	2,948
金融負債	57,002	18,535	75,537	52,129	17,167	69,296

41.2 借入金およびその他の金融負債

41.2.1 借入金およびその他の金融負債の変動

(単位：百万ユーロ)	債券	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債 (1)	未払利息	合計
2018年12月31日現在残高	50,401	3,098	4,026	324	1,339	59,188
IFRS 第16号による再表示 (注記2.1参照)	-	-	-	4,492	-	4,492
2019年1月1日現在残高(再表示)	50,401	3,098	4,026	4,816	1,339	63,680
増加	3,025	1,789	4,266	544	188	9,812
減少	(3,336)	(533)	(2,679)	(721)	(185)	(7,454)
換算調整	311	32	26	26	-	395
連結範囲の変更(2)	-	(1,266)	(17)	3	-	(1,280)
公正価値の変動	2,047	-	(38)	-	-	2,009
その他の変動	-	19	367	(158)	(11)	217
2019年12月31日現在残高	52,448	3,139	5,952	4,510	1,331	67,380

(1) 2018年12月31日現在、この項目はファイナンス・リース資産関連債務から成っていた。

2019年12月31日現在、ファイナンス・リース資産がリース負債に含まれている。

(2) 連結範囲の変更は、基本的に、NnGに対する支配の喪失の影響に関連している(注記3.4.5を参照)。

キャッシュ・フロー計算書に表示された借入債務の発行および返済の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	債券	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債	ヘッジ・ デリバティブ の終了	合計
借入債務の発行	3,025	1,789	4,266	-	-	9,080
借入債務の返済	(3,336)	(533)	(2,679)	(721)	293	(6,976)

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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	56,777	48,650
EDF Energy(2)	3,711	3,345
EDF Renewables	5,438	5,741
Edison(3)	654	549
その他	800	903
借入金およびその他の金融負債	67,380	59,188

(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。

2019年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2019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*	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
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・ボンド)	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・ボンド)	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・ボンド)	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	12/2019	12/2049	1,250	ユーロ	2.00%
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%
ユーロMTN	EDF	11/2019	12/2069	2,000	米ドル	4.50%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

* 資金受領日。

2019年11月27日および12月2日にEDFは、EMTN (ユーロ・ミディアム・ターム・ノート) プログラムの一環として、20億米ドルおよび12.5億ユーロをそれぞれ調達した (注記3.3.4を参照)。

2019年12月31日現在、EDFのEMTN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。

41.2.2 借入金およびその他の金融負債の満期

2019年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	債券	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	リース 負債*	未払利息	合計
1年未満	3,741	271	5,391	645	1,026	11,074
1年から5年	11,194	906	-	2,225	74	14,399
5年超	37,513	1,962	561	1,640	231	41,907
借入金およびその他の金融負債 2019年12月31日現在	52,448	3,139	5,952	4,510	1,331	67,380

* 2018年12月31日現在、この項目はファイナンス・リース資産関連債務から成っていた。
2019年12月31日現在、ファイナンス・リース資産がリース負債に含まれている。

2018年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	債券	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
借入金およびその他の金融負債 2018年12月31日現在	50,401	3,098	4,026	324	1,339	59,188

割引前リース負債の期日は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			
	合計	期限		
		1年未満	1年－5年	5年超
割引前約定キャッシュ・フロー	5,052	709	2,338	2,005

41.2.3 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)	2019年12月31日現在			2018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	33,360	18,491	51,851	26,783	21,438	48,221
米ドル	20,867	(14,814)	6,053	20,546	(17,564)	2,982
英ポンド	10,269	(1,705)	8,564	9,250	(2,414)	6,836
その他	2,884	(1,972)	912	2,609	(1,460)	1,149
借入金およびその他の 金融負債	67,380	-	67,380	59,188	-	59,188

(1) 負債および在外子会社への純投資のヘッジ。

41.2.4 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)	2019年12月31日現在			2018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	62,128	(21,035)	41,093	55,810	(21,949)	33,861
変動金利	5,252	21,035	26,287	3,378	21,949	25,327
借入金およびその他の 金融負債	67,380	-	67,380	59,188	-	59,188

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。

41.2.5 与信枠

2019年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額10,490百万ユーロ（2018年12月31日現在11,393百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。この合計は、ESG基準に連動した与信枠5,050百万ユーロを含み、2019年12月31日現在、全額未引出であった（注記3.3.1を参照）。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在				2018年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
確認与信枠	10,490	1,371	9,099	20	11,393

41.2.6 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、関係するプロジェクト会社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750百万ユーロの2本の借入には、借手の格付けが特定水準を下回った場合に借手と貸手が連絡を取ることを求めるランデヴー条項が含まれている。これにより借入条件の再交渉の可能性が生まれる。

2019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。

41.3 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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債(1)	41.2.1	67,380	59,188
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	44	(3,387)	(1,972)
現金および現金同等物	40	(3,934)	(3,290)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	39.2.2	(18,900)	(20,538)
売却目的保有資産の純負債額		(26)	-
純負債額(1)		41,133	33,388

(1) 2019年1月1日現在、IFRS第16号の適用により、純負債額はリース負債4,492百万ユーロを含む（注記41.2を参照）。

注記42. 金融資産および負債に関するその他の情報

42.1 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。

42.1.1 2019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)	6,813	6,813	53	6,244	516
負債証券および持分証券	46,157	46,157	3,733	41,800	624
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	5,759	5,759	15	5,731	13
公正価値で計上される現金同等物	236	236	156	80	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	58,965	58,965	3,957	53,855	1,153
貸付金および金融債権－NLF向け債権	13,303	13,303	-	13,303	-
貸付金および金融債権－CSPE	684	688	-	688	-
その他の貸付金および金融債権	2,904	2,904	-	2,904	-
償却原価で計上される金融資産	16,891	16,895	-	16,895	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,830	1,830	5	1,825	-
売買目的デリバティブの負の公正価値	6,327	6,327	38	5,914	375
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	8,157	8,157	43	7,739	375
借入金およびその他の金融負債(2)	67,380	75,407	-	75,407	-
償却原価で計上される金融負債	67,380	75,407	-	75,407	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値6,813百万ユーロを含む。

(2) 借入金およびその他の金融負債は、貸借対照表上、償却原価で計上され、公正価値ヘッジの対象リスクに係る公正価値の変動について調整されている。

レベル3の負債証券および持分証券は、主に、取得原価で計上される非連結投資である。

現金同等物は、主に譲渡性負債商品および短期投資の形態のものであり、通常、金利カーブ（そのため観察可能な市場データとなる）を使用して評価されている。

42.1.2 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。

42.2 金融資産および負債の相殺

42.2.1 2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	IAS第32号による相殺後残高					一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)		
	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品の 公正 価値	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	12,572	3,752	13,300	(4,480)	8,820	(1,298)	(3,097)	4,425
デリバティブの公正価値 －負債	(8,157)	(3,785)	(8,852)	4,480	(4,372)	1,298	531	(2,543)

42.2.2 2018年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	IAS第32号による相殺後残高					一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)		
	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	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)

注記43. 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、一括登録書類（URD、旧届出書類）のセクション5.1.6.1「財務情報－財務リスクの管理とコントロール」（訳者注：原文の書類のセクションである。以下同じ。）を参照。

- エネルギー市場リスク

最終顧客市場の開設、卸売市場の発展および国外事業の拡大に伴い、EDFグループは、発電および供給業務を通じて、主に欧州の、非規制エネルギー市場で活動している。これにより当グループは、財務諸表に重要な影響を与える可能性のある、エネルギー（電力、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出枠市場に係る価格変動にさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、一括登録書類（URD、旧届出書類）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、一括登録書類（URD、旧届出書類）のセクション5.1.6.1.7「財務情報－市場/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28に示されている。

IFRS第7号が要求する感応度分析は一括登録書類（URD、旧届出書類）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41.2.2。
 - － 与信枠：連結財務諸表に対する注記41.2.5。
 - － 借入金の早期償還条項：連結財務諸表に対する注記41.2.6。
 - － 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49。
- ・ 外国為替リスク
 - － 借入金および金融負債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41.2.3および41.2.4。
- ・ 株式リスク（一括登録書類（URD、旧届出書類）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/専用資産ポートフォリオのリスクの管理」）
 - － 原子力債務のカバレッジ：連結財務諸表に対する注記49および32.1.5。
 - － 従業員給付債務：連結財務諸表に対する注記34.2.5および34.3.4。
 - － 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32.1.5.2。
 - － 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34.2.7および34.3.6。
 - － 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41.2.3および41.2.4。
- ・ 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44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45。

注記44. 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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	39.1	5,759	4,383
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	41.1	(1,830)	(2,948)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		3,929	1,435
金利ヘッジ・デリバティブ	44.4.1	2,939	1,550
為替ヘッジ・デリバティブ	44.4.2	877	582
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	44.4.3	48	(645)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	44.5	65	(52)

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	2019年12月31日現在	2018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	41.3	3,387	1,972
在外純投資をヘッジするデリバティブの公正価値		261	106
その他のヘッジ・デリバティブ（コモディティ）の公正価値		281	(643)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		3,929	1,435

44.1 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。

2019年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(17)百万ユーロの損失（2018年度(3)百万ユーロの損失）であり、金融損益に計上された。

44.2 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。

2019年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は、3百万ユーロの利益（2018年度5百万ユーロの利益）であり、金融損益に計上された。

44.3 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。

44.4 ヘッジ・デリバティブが自己資本に与える影響

自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の期中の公正価値の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年度			2018年度		
	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分	自己資本に計上された公正価値の変動総額(1)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替られた公正価値の変動総額 - 非有効部分
金利ヘッジ	(39)	(106)	3	(73)	-	1
為替ヘッジ	(200)	(156)	(17)	890	443	(5)
在外純投資ヘッジ	(416)	(448)	-	(85)	-	-
コモディティ・ヘッジ	1,482	719	3	(1,043)	(788)	(9)
ヘッジ・デリバティブ(3)	827	9	(11)	(311)	(345)	(13)

(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。

44.4.1 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)	2019年12月31日現在想定元本				2018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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
固定金利支払／変動金利受取	39	1,377	1,317	2,733	1,168	(51)	(75)
変動金利支払／固定金利受取	1,905	4,399	17,329	23,633	23,143	3,143	1,619
変動金利／変動金利	-	800	1,647	2,447	3,031	60	56
固定金利／固定金利	912	1,294	7,695	9,901	14,053	(213)	(50)
金利スワップ	2,856	7,870	27,988	38,714	41,395	2,939	1,550
金利ヘッジ・デリバティブ	2,856	7,870	27,988	38,714	41,395	2,939	1,550

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44.4.2）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。

44.4.2 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。

2019年12月31日現在：

	2019年12月31日現在受取想定元本				2019年12月31日現在付与想定元本				公正価値
(単位：百万ユーロ)	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	2019年 12月31日現在
為替予約取引	1,843	1,357	-	3,200	1,838	1,526	-	3,364	3
スワップ	19,619	6,566	17,367	43,552	19,006	6,268	16,892	42,166	874
為替ヘッジ・デリバティブ	21,462	7,923	17,367	46,752	20,844	7,794	16,892	45,530	877

2018年12月31日現在：

	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
(単位：百万ユーロ)	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	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

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44.4.1）にも含まれている。

44.4.3 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
電力ヘッジ契約	510	(629)
ガス・ヘッジ契約	763	(231)
石炭ヘッジ契約	(56)	(107)
石油製品ヘッジ契約	51	(446)
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	214	370
税引前公正価値変動額	1,482	(1,043)

期中に終了したコモディティ・ヘッジに関連して減価償却費および償却費控除前営業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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(753)	(388)
ガス・ヘッジ契約	1,428	(280)
石炭ヘッジ契約	2	(109)
石油製品ヘッジ契約	(61)	(194)
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	103	183
税引前公正価値変動額	719	(788)

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	2019年12月31日現在				2018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		(9)	-	-	(9)	105	50
先渡／先物		(4)	(36)	-	(40)	288	(859)
電力	TWh	(13)	(36)	-	(49)	393	(809)
スワップ		74	77	-	151	(24)	9
先渡／先物		1,038	1,066	-	2,104	1,504	25
ガス	百万サーム	1,112	1,143	-	2,255	(397)	34
スワップ		2,027	4,589	-	6,616	7	(53)
オプション		-	-	-	-	180	-
石油製品	千バレル	2,027	4,589	-	6,616	7	(53)
スワップ		-	(1)	-	(1)	1	-
石炭	百万トン	-	(1)	-	(1)	1	-
スワップ		-	-	-	-	-	-
先渡／先物		15,710	10,956	-	26,666	44	183
二酸化炭素	千トン	15,710	10,956	-	26,666	44	183
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						48	(645)

44.5 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	2019年12月31日現在		2018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	(415)	71	(3)	2
石油製品	千バレル	7,021	(5)	5,136	(23)
ガス	百万サーム	(2)	(1)	(93)	(31)
コモディティ関連公正価値ヘッジ			65		(52)

注記45. 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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	39.1	6,813	6,404
売買目的デリバティブの負の公正価値	41.1	(6,327)	(7,160)
売買目的デリバティブの公正価値		486	(756)
売買目的金利デリバティブ	45.1	(22)	(60)
売買目的通貨デリバティブ	45.2	(185)	(96)
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	45.3	693	(641)
その他の契約		-	41

45.1 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)	2019年12月31日現在想定元本				2018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	2019年 12月31日現在	2018年 12月31日現在
オプション購入	-	-	520	520	516	14	7
金利取引	-	-	520	520	516	14	7
固定金利支払／変動金利受取	-	3,848	935	4,783	3,885	(33)	(64)
変動金利支払／固定金利受取	93	28	-	121	122	(1)	(4)
変動金利／変動金利	1	10	-	11	5	-	-
固定金利／固定金利	42	45	179	266	140	(2)	1
金利スワップ	136	3,931	1,114	5,181	4,152	(36)	(67)
売買目的金利デリバティブ	136	3,931	1,634	5,701	4,668	(22)	(60)

45.2 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。

2019年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在受取想定元本				2019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	2019年 12月31日現在
先渡取引	4,220	3,280	-	7,500	4,187	3,262	-	7,449	29
スワップ	14,203	6,387	198	20,788	14,328	6,536	198	21,062	(214)
売買目的通貨デリバティブ	18,423	9,667	198	28,288	18,515	9,798	198	28,511	(185)

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)

45.3 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	2019年12月31日現在		2018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		(10)	366	3	502
オプション		-	49	4	(22)
先渡／先物		(7)	409	(50)	(123)
電力	TWh	(17)	824	(43)	357
スワップ		(166)	(219)	(510)	(515)
オプション		(720)	49	32	185
先渡／先物		(6,940)	246	16,323	80
ガス	百万サーム	(7,826)	76	15,845	(250)
スワップ		15,162	11	27,715	(82)
オプション		(875)	(3)	500	1
先渡／先物		3	-	(360)	(3)
石油製品	千バレル	14,290	8	27,855	(84)
スワップ		-	(1)	(2,521)	6
オプション		-	(6)	-	(14)
先渡／先物		-	-	-	-
運賃		2	(5)	3,232	(2)
石炭および運賃	百万トン	2	(12)	711	(10)
スワップ		-	-	-	-
オプション		(2,626)	(124)	(5,000)	(150)
先渡／先物		(38,978)	(4)	(56,433)	(446)
二酸化炭素	千トン	(41,604)	(128)	(61,433)	(596)
スワップ／オプション		-	(56)	-	29
先渡／先物		-	(19)	-	(87)
その他のコモディティ		-	(75)	-	(58)
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			693		(641)

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46. 売却目的保有資産および関連する負債

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
売却目的保有資産	3,662	-
売却目的保有資産に関連する負債	1,043	-

当グループは、2019年12月31日現在で、以下の取引に関連する貸借対照表科目を、売却目的保有資産および関連する負債に組み替えた。

- ・ 現在進行中である探査および産出（E&P）事業の売却（注記2.3を参照）。
- ・ 現在進行中であるCENG株式の売却（注記3.2.2を参照）。

E&P事業

IFRS第5号を適用して、2019年12月31日現在、売却目的保有資産および関連する負債として表示されているEdisonのE&P事業の資産および負債の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在
非流動非金融資産	893
非流動金融資産	-
流動非金融資産	784
流動金融資産	60
売却目的保有資産	1,737

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在
非流動非金融負債	711
非流動金融負債	34
流動非金融負債	298
流動金融負債	-
売却目的保有資産に関連する負債	1,043

EdisonのE&P事業は、2019年12月31日現在の当グループの純負債額に(26)百万ユーロ貢献した（注記41.3を参照）。

CENG

EDFは2019年11月20日に、Exelonに対し、CENG株式の49.99%に係るプット・オプションの行使を決定したことを通知した（注記3.2.2を参照）。

CENGに対する投資は、1,925百万ユーロで売却目的保有資産に組み替えられた。

この取引の完了は、必要な規制上の承認を得ることを条件としており、数か月を要するが、約定合意の条件を考慮して当グループは、取消不能な手続に関与している。プット・オプションの売却価格の約定算定方法に使用する目的でコンサルタントとともに決定した評価額の範囲は、Exelonが現在のところ当グループに自社の評価額を通知していないことを前提として、減損のリスクを示唆するものではない。

当該評価額は、市場価格予測に応じて極めて敏感に変動し、プット・オプション行使手続の過程で著しく変動する可能性がある。評価額はまた、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原子力発電所補助金に係るニューヨーク州のゼロ排出クレジット（ZEC）プログラムの影響に応じても敏感に変動する。同プログラムは現在、訴訟手続の対象となっている。2019年10月8日に、ニューヨーク州最高裁判所は、ZECに対する当該訴訟を棄却し、同プログラムが合法であると宣言した。申請者は控訴を提起したが、当該最高裁判所の決定に関して言明された根拠を考慮すると、取消しのリスクは低い。

キャッシュ・フローその他の情報

注記47. キャッシュ・フロー

47.1 運転資本の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
棚卸資産の変動	191	(12)
公共電力サービス拠出金（CSPE）債権の変動	(864)	357
営業債権の変動	174	1,230
営業債務の変動	(46)	(664)
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	997	(441)
運転資本の変動	452	470

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

47.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度 ⁽¹⁾
無形資産の取得	(1,370)	(1,798)
有形資産の取得	(15,436)	(13,850)
固定資産未払金の変動	97	(368)
無形および有形資産への投資	(16,709)	(16,016)

(1) 非継続のE&P事業に関するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記2.3を参照）。

47.3 リース関連の支払

(単位：百万ユーロ)	2019年度
リース負債関連の支払合計	(790)

リース負債関連の支払は、主に元本の返済に関連し、その金額は721百万ユーロである。

注記48. EDFの専用資産

48.1 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。

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。

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。2016年12月19日付政令は、条件を満たすことを前提に、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を、2017年12月31日から専用資産ポートフォリオに配分することを認めた（注記48.2.2を参照）

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。

EDFは、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）。

48.2 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 SAの「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。

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に再投資することにより徐々に達成される。

48.2.1 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48.2.2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。

48.2.2 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、主に、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48.2.1を参照）。

2019年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産6,080百万ユーロを含む合計6,498百万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。

- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示された、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%。2019年12月31日現在、当該株式の金額は2,926百万ユーロである（2018年12月31日現在2,738百万ユーロ）。
- ・ 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、Nam Theun Power Company、ならびに米国の太陽光発電所（Catalina Solar、Switch）および風力発電所（MiRose、Red Pine）所有会社に対する当グループの投資。

48.3 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	2019年12月31日現在		2018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)		4,304	6,080	3,919	5,356
CTE	関連会社に対する投資 (1)	1,417	2,926	1,406	2,738
その他の関連会社	関連会社に対する投資 (2)	1,563	1,777	1,167	1,234
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)	1,334	1,387	1,346	1,384
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(10)	(10)	-	-
成長資産		13,300	13,300	10,108	10,108
株式(4)	負債証券	12,978	12,978	9,844	9,844
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	276	276	219	219
デリバティブ	デリバティブの公正価値	46	46	45	45
固定収益資産		12,240	12,244	12,205	12,225
債券	負債証券	11,225	11,225	10,010	10,010
非上場債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	142	142	105	105
現金ポートフォリオ(5)	負債証券	188	188	30	30
CSPE債権(6)	貸付金および金融債権	684	688	2,060	2,080
デリバティブ	デリバティブの公正価値	1	1	-	-
専用資産合計		29,844	31,624	26,232	27,689

(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。

(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1,209百万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2019年12月31日現在の資産価額は8,492百万ユーロである（2018年12月31日現在4,898百万ユーロ）。ファンドは主に12本の上場ファンド総額7,875百万ユーロ（2018年12月31日現在11本の上場ファンド総額4,340百万ユーロ）からなる。

48.4 長期原子力債務の填補率

2019年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の105.5%が専用資産によって填補されていた。2019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。

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）による影響はなかった。

2019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442百万ユーロ（2018年度403百万ユーロ）であった。

長期原子力引当金の算定に使用された仮定の変動（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った。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。この結果、2019年度の専用資産への配分は、実現可能価額にして合計540百万ユーロ（2018年度387百万ユーロ）であり（注記48.5を参照）、現金ではなく株式の形態によった。2020年1月1日現在、2018年度に係る規制上の配分の未配分額は797百万ユーロである。2020年2月12日に受け取った書簡に従い（注記32.1.5.1を参照）、この配分は2020年度に行わなければならないが、2019年度に係る配分は要求されない。

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2019年のユーロで）。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の15%
- ・ 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2019年のユーロで）。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の37%
- ・ 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）	2019年12月31日現在	2018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	1,152	1,067
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	9,846
廃棄物除去および調整引当金	805	751
原子力発電所廃炉引当金	16,937	15,985
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	550	518
長期原子力債務の現在原価	29,975	28,167

48.5 2019年度の専用資産の変動

非上場資産の割合を4分の1から3分の1へ増加させた、専用資産に係る新たな戦略的配分の下で、2018年12月にEDF SA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EDF Investの専用資産に配分された。残りは2019年度に配分された。2019年12月に、EDF SAは、米国の太陽光発電所（Catalina Solar、Switch）および風力発電所（MiRose、Red Pine）に対する投資をEDF Renewables USから取得し、この投資の一部が2019年度中に、EDF Invest下位企業集団の専用資産に配分された。

2019年度に専用資産に配分された資産の実現可能価額は、合計540百万ユーロである。

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2,545百万ユーロの正の変動（2018年度は(989)百万ユーロの負の変動）は、2019年度の金融損益に認識された（注記16.3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162百万ユーロの正の変動（2018年度は(60)百万ユーロの負の変動）は、2019年度のOCIに認識された（注記39.2を参照）。

48.6 FRAMATOMEおよびCYCLIFE FRANCE (旧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Cyclife France (旧SOCODEI) の専用資産は、その実現可能価額がそれぞれ92百万ユーロおよび54百万ユーロであり、規制上の填補率は、Framatomeが110.1%、Cyclife Franceが113.4%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一注記32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83百万ユーロ、Cyclife Franceが48百万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33を参照)。

注記49. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2019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。

49.1 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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
業務コミットメント (付与)	49.1.1	41,110	45,370
投資コミットメント (付与)	49.1.2	18,237	17,572
資金供与コミットメント (付与)	49.1.3	6,343	5,494
コミットメント (付与) 合計		65,690	68,436

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。

49.1.1 業務コミットメント (付与)

2019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)	2019年12月31日現在	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 (1)	25,373	26,878
業務契約履行コミットメント (付与)	15,248	14,117
借手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	489	4,375
業務コミットメント (付与) 合計	41,110	45,370

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

49.1.1.1 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。

2019年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のように到来する。

(単位: 百万ユーロ)	2019年12月31日現在					2018年12月31日現在
	期限					合計
	合計	1年未満	1-5年	5-10年	10年超	

電力購入および関連サービス(1)	9,999	2,305	3,614	2,157	1,923	10,368
その他エネルギーおよびコモディティ 購入(2)	281	62	144	75	-	377
核燃料購入	15,093	1,580	6,142	4,771	2,600	16,133
燃料およびエネルギー購入コミットメント	25,373	3,947	9,900	7,003	4,523	26,878

(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、2019年12月31日現在569百万ユーロ（2018年12月31日現在604百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記49.1.1.1.4を参照）。

49.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主にEDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、これらのコミットメントの多くはバガスおよび石炭を使用して発電された電力を購入するコミットメントを行っている島部エネルギー・システム(SEI)向けである。

上記の義務に加え、また、2000年2月10日付法律第10条に基づいて、フランス本土でEDFは、発電会社の要請により、また、一定の技術的特徴への準拠を条件として、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所および小型水力発電所、太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務を負っている。この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2019年度の合計は57TWh（2018年度は53TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2018年度は7TWh）、風力発電に係るもの30TWh（2018年度は26TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2018年度は9TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2018年度は3TWh）が含まれている。

49.1.1.1.2 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。

49.1.1.1.3 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。

49.1.1.1.4 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。2019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)	2019年12月31日現在				2018年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
Edison	135	12	44	79	140
EDF	24	2	6	16	22

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124億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。これらの契約の残存期間は、1年から15年の多様な期間となっている。

アルジェリアとの契約は2019年度に更新され、2027年度までの年間10億立法メートルとされた。ロシアとのガスに関する長期契約は2019年度に終了し、Edisonは、2020年度について年間10億立法メートルの新規契約に署名した。

EDFは、2020年5月に開始する20年間に係る年間0.7百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立法メートル）に関する米国からのLNG輸入契約を締結している。

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、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。

その他のコミットメントおよびリスク

Edisonは、最近、2021年度に引渡しを開始される予定のアゼルバイジャンからのガス購入（年間10億立法メートル）、および2023年度に引渡しを開始される予定の米国からのLNG購入（年間1百万トン）の、2件の重要な契約に署名した。

49.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2019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)	2019年12月31日現在				2018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）	7,349	2,243	2,133	2,973	7,047
業務購入コミットメント(1)	7,594	4,100	2,717	777	6,898
その他の業務コミットメント	305	82	131	92	172
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	15,248	6,425	4,981	3,842	14,117

(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、2019年12月31日現在1,019百万ユーロ（2018年12月31日現在982百万ユーロ）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、2019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。

49.1.1.2.1 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）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
EDF	2,081	2,038
EDF Renewables	1,612	1,677
Edison	1,319	1,262
EDF Energy	912	795
Framatome	552	517
その他の企業	873	758
合計	7,349	7,047

49.1.1.2.2 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）	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
EDF	3,028	2,533
Framatome	1,880	2,024
Enedis	829	764
EDF Energy	613	524
その他の企業	1,244	1,053
合計	7,594	6,898

49.1.1.3 借手としてのリース・コミットメント

2019年12月31日現在、借手としてのリース・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）	2019年12月31日現在				2018年12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
借手としてのリース・コミットメント	489	67	222	200	4,375

2019年1月1日以降、既存のリースのほとんどは、IFRS第16号を適用して貸借対照表に認識されている。これに対し2018年12月31日現在は、これらはオフバランスシート・コミットメントとして報告されていた。

2019年1月1日現在、残存しているオフバランスシート・リース・コミットメントは、434百万ユーロであった（注記2.1.1を参照）。

残存しているオフバランスシート・リース・コミットメントは、以下の通りである。

- ・ IFRS第16号を適用して認識を免除されるリース。関連する金額は、2019年12月31日現在、合計211百万ユーロである（2018年12月31日現在105百万ユーロ）。
- ・ 当グループにまだ利用可能となっていない資産のリース（主に建設中の不動産およびLNGタンカー）。使用权資産およびリース負債は、当該リース資産が利用可能となった時点で、貸借対照表に認識される。関連する金額は、2019年12月31日現在、合計278百万ユーロである（2018年12月31日現在329百万ユーロ）。

49.1.2 投資コミットメント（付与）

2019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。

	2019年12月31日現在				2018年12月31日現在
	期限				
(単位：百万ユーロ)	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計
有形および無形資産購入関連コミットメント	17,430	9,422	7,245	763	16,545
金融資産購入関連コミットメント	583	54	431	98	746
投資に関連するその他のコミットメント	224	184	40	-	281
投資コミットメント（付与）合計(1)	18,237	9,660	7,716	861	17,572

(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、2019年12月31日現在265百万ユーロ（2018年12月31日現在399百万ユーロ）を含む。

49.1.2.1 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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
EDF	4,654	4,715
EDF Energy	6,466	6,082
Enedis	2,555	3,092
EDF Renewables	2,437	1,622
Framatome	517	587
その他の企業	801	447
合計	17,430	16,545

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、開発中のプロジェクト、特に米国、ブラジルおよびインドにおけるEDF Renewablesのプロジェクト、Edisonのマルゲーラ・レヴァンテ火力発電所プロジェクト、ならびにEDF EnergyのHPCプロジェクト関連のコミットメント増加によるものである。Enedisのコミットメントの減少は、リンキー・メーター展開の更なる進展によるものである。

49.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

評価できない主な株式購入コミットメントはLuminusに関係している。

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しう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められている。2019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。

49.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2019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。

49.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2019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。

	2019年12月31日現在				2018年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
（単位：百万ユーロ）					
不動産担保権	4,587	231	1,998	2,358	4,226
借入金関連保証	1,314	77	475	762	974
その他資金供与コミットメント	442	426	5	11	294
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	6,343	734	2,478	3,131	5,494

(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、2019年12月31日現在1,225百万ユーロ（2018年12月31日現在917百万ユーロ）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に関連している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF 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。

49.2 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	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	49.2.1	9,291	9,539
投資コミットメント（受取）	49.2.2	181	183
資金供与コミットメント（受取）	49.2.3	22	31
コミットメント（受取）合計(2)		9,494	9,753

(1) エネルギーおよび関連サービスの供給に関連するコミットメントは除外している（注記49.2.1.4を参照）。

(2) 注記41.2.5に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

49.2.1 業務コミットメント（受取）

2019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)	2019年12月31日現在				2018年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	770	118	414	238	678
業務販売コミットメント	6,706	1,911	3,733	1,062	7,004
業務保証（受取）	1,756	962	560	234	1,791
その他の業務コミットメント（受取）	59	21	20	19	66
業務コミットメント（受取）	9,291	3,012	4,727	1,553	9,539

49.2.1.1 貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメント

当グループは貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメントから770百万ユーロの利益を得ている。

これらのコミットメントは主にアジアの独立系発電所プロジェクト（IPP）および不動産リースに関係している。

49.2.1.2 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、エネルギー引渡しを除き、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。

49.2.1.3 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。

49.2.1.4 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150TWhを上限とする電力を対象としている。

49.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在				2018年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	181	60	121	-	183

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に対する投資を公正価値でExelonに売却する2016年1月から2022年6月まで行使可能なオプションを有していた。2019年11月20日に、EDFは、当該オプションの行使を決定したことをExelonに通知した（注記3.2.2を参照）。

49.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在				2018年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	22	6	6	10	30

注記50. 偶発債務

注記4.2および4.3に記載した事項に加え、2019年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

50.1 税務調査

EDF

2008年度から2017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、2019年12月31日現在では、法人所得税における約556百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年度および2019年度に下された2件の判決において、モントルイユ行政裁判所は、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。当該大臣は当該2件の判決に対して控訴した。2020年1月にヴェルサイユ行政裁判所は、2008年度についてEDFの立場を支持した。

2012年度から2017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。

2019年7月2日の判決において、モントルイユ行政裁判所は、2009年度-2013年度に係る関連する税金の更正を追認した。このため同社は、判決の履行として当該税金を支払うと同時に、不服申立ても提起している。関連する金額はIFRIC第23号に準拠して繰延税金資産に計上されている（注記17.3を参照）。

50.2 労働訴訟

EDFおよびその子会社は、多数の労働訴訟の当事者になっている。当グループは、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考えている。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可能性がある。

50.3 太陽光発電業者との訴訟

2010年度の電力買取価格引下げの発表が、特に2010年8月に、フランス本土および本土の全国電力網に相互接続していない地域において、配電網事業者に提出される接続申請の急増を引き起こした（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）。政府は、2010年12月9日付政令（「一時停止」政令）によって、3か月間にわたり購入義務付きの新規契約の締結を一時的に停止し、2010年12月2日までに承認されなかった申請は、太陽光発電の購入価格を固定する新たな決定に基づいて、当該3か月の期間末に再度提出しなければならない旨を明記した。この料金決定は2011年3月4日に公表され、電力購入価格を大幅に引き下げた。これと並行して競争入札制度が策定された。

フランスの国務院による2011年11月16日付判決が当該一時停止政令に対する控訴を棄却したことから、2011年度後半に、EnedisおよびEDFに対して、膨大な数の法的手続が提起され、2012年度、2013年度、2014年度および2015年度まで続いた。2016年3月以後は、太陽光一時停止に関係する新たな損害賠償訴訟は明らかに抑えられている。

これらの法的手続の大半は、新たな電力購入料金が営業状況の有利さを低下させたことによりプロジェクトの断念を余儀なくされたと主張する電力生産者により提起された。これらの生産者は、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ことを根拠として、この状況の責任が電力網運営者にあると考えている。

最初の裁判および控訴裁判所が下した判決は、論拠も判断も多様であった。すべての請求を棄却したものもあれば、概ね当初の請求額より少額ではあるが、損害賠償を認めるものもあった。

2015年12月にヴェルサイユ控訴裁判所は、2006年度および2010年度の料金決定が国家補助金に係る欧州法に準拠していたかの点について、欧州連合司法裁判所（CJEU）に予備判決を求める申請を行うことを決定した。

この申請は、手続上の理由から受理不可であると判断された。2016年9月20日にヴェルサイユ控訴裁判所は、同じ点に関する予備判決申請を改めてCJEUに提出し、自らの判決を保留することを決定した。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、国家補助金の特性を示す4つの基準のうちの1つ「国家による介入または国家資源の利用」に該当することを確認した。同裁判所は、委員会への事前通知なしに実施された当該支援措置を違法であるとし、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、国内裁判所に付託するとの判決を下した。

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月上旬にヴェ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、欧州委員会が国家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。2019年9月18日に、フランスの破毀院は、当該料金決定につきTFEU第108条の求める欧州委員会への通知が行われなかったことから当該補助金は違法であると判断し、EnedisおよびEDFの両方に関連した損害賠償請求を棄却する複数の決定を下した。結果として、破毀院は、当該補助金の恩恵を受けられなかった生産者の主張は法的に賠償可能と認められないとの判決を下した。

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。フランスの破毀院は、2015年6月9日付判決（グリーン・イエロー訴訟）において、保険金の支払いが妥当であり配電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。

50.4 EDISON—AUSIMONT（BUSSI）の売却

2002年にAusimont SpAコンビナートをSolvay Solexis SpAへ売却した後、いくつかの訴訟が提起された。刑事訴訟手続は終了したが、いくつかの訴訟手続が依然として係属中である。

- ・ 2件の行政訴訟
 - ・ 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、売却したAusimont SpAの工業団地外の所有地の汚染に対する責任者を決定する行政手続の開始を通知した。同県はまた、Edison SpAに対し、該当する土地上の廃棄物の除去を命じた。ペスカーラ地方行政裁判所に提起したEdisonの訴えが却下されたことを受けて、Edisonは、当該決定を不服としてイタリア国家評議会に控訴を申し立てた。当該手続は係属中である。
 - ・ 2019年12月18日付発表により、ペスカーラ県は、Edison SpAに対し、当該工業団地内に所在する土地の汚染除去を命じた。Edisonはこの命令に対し、ペスカーラ地方行政裁判所に異議を申し立てる所存である。
- ・ 1件の仲裁訴訟： 2001年12月にMontedison SpAおよびLongside International SAとSolvay Solexis SpA（Solvay Specialty Polymers Italy SpA）との間で署名されたAgora SpA（Ausimont SpAの支配会社）の売却契約に含まれていたBussiおよびSpinetta Marengo用地に関する環境問題の表明および保証に違反したとして、2012年に、Solvay SAおよびSolvay Specialty Polymers Italy SpAにより仲裁手続が開始された。予備的質問および予備判決申請の段階を経て、当該手続は当事者の主張の本案審理に入り、係属中である。
- ・ 1件の民事訴訟： 2019年4月8日に、イタリアの環境大臣は、環境災害に関する損害賠償を求めて、Edisonを相手取って民事訴訟を提起した。当該手続は係属中である。

50.5 ENEDIS—QUADLOGIC

2016年2月24日に、Enedisは、アメリカの会社Quadlogic Controls Corporation（QCC）がその保有する欧州特許の侵害を主張してパリ地方裁判所に提起した訴訟手続に関して召喚を受けた。Enedisは、QCCの独創的な見解および主張されている侵害の両方に対し、強く異議を唱えている。

2017年11月に、パリ地方裁判所は、Enedisに有利な判決を下し、QCCの欧州特許をフランスにおいて取り消した。QCCは、2018年3月12日にこの判決に対して控訴を提起した。本件は現在、パリ控訴裁判所において係属中である。

注記51. 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	
	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2019年 12月31日	2018年 12月31日
(単位：百万ユーロ)								
売上高	455	560	-	-	1,889	1,708	2,344	2,268
エネルギー購入	4,063	4,071	4	5	2,104	2,031	6,171	6,107
対外購入	18	4	3	3	253	251	274	258
金融資産	150	294	-	-	-	-	150	294
その他の資産	633	730	-	-	532	486	1,165	1,216
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,228	1,162	1	1	624	631	1,853	1,794

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

51.1 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およびTaishan）との間の取引については注記26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。

51.2 フランス政府および国有企業との関係

51.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2019年12月31日現在EDFの資本の83.58%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。

51.2.2 GRDF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社を設立することにより共同支配事業の一部を再編した。1社は、雇用契約、調査および医療/社会保険に関する事項を扱い、もう1社は、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。これら2社は、2019年1月1日から発効した。

従前まとめられていた不動産、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に関する支援機能は、現在は当該2社の各社に分かれて運営されている。

51.2.3 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、HAREVA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、数本の重要な長期契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- ・ フッ素化：Orano Cycleの契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Cycleの契約

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32.1.1に記載されている。

51.3 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最高経営責任者、執行委員会委員（2019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2019年度の報酬総額は12.6百万ユーロ（2018年度12.4百万ユーロ）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の会長兼最高経営責任者は、任期終了時に退職金の支給を受けられる。

注記52. 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53. 2019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。

53.1 完全連結会社

	所有割合 (%) 2019年 12月31日現在	所有割合 (%) 2018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	
Cyclife France (旧Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents IndustrielsーSOCODEI)(1)	-	100.00	0	
Cyclife(1)	100.00	-	0	
CHAM SAS	100.00	100.00	0	
Sowee	100.00	100.00	0	
IZI Solutions	100.00	-	0	
ENRS	100.00	-	0	
Immo C47	51.00	51.00	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
Luminus SA (IHEDF 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
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 Andes Spa (IHEDF 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) Cyclife France (旧SOCODEI) は、2019年度からCyclife下位企業集団に含まれている。

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2019年 2018年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

EDF RENEWABLES				
EDF Renewables	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) (1)	フランス	-	88.98	0
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
Société C2(2)	フランス	-	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
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) Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)は清算された。

(2) Société C2は、Société C3と合併された。

53.2 共同支配事業の形態で保有する会社

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2019年 2018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

53.3 持分法適用子会社

		所有割合 (%) 2019年 12月31日現在	所有割合 (%) 2018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	24.66	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	24.50	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	50.00	0
Fallago Rig (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Catalina Solar (EDF Invest)	米国	50.00	-	G
Switch (EDF Invest)	米国	50.00	-	G
MiRose (EDF Invest)	米国	50.00	-	G
Red Pine (EDF Invest)	米国	50.00	-	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)	ラオス	40.00	40.00	G
Alpiq(2)	スイス	-	25.04	G,D,T,0
Generadora Metropolitana (GM) (IH Central El Campesino SpA)	チリ	50.00	-	G
Nachtigal Hydro Power Company	カメルーン	40.00	-	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) Coentreprise de Transport d'ElectricitéまたはCTE、RTEの100%保有会社。

(2) Alpiqは、2019年5月28日に売却された（注記3.2.1を参照）。

53.4 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 (%)
	2019年12月31日現在	2019年12月31日現在
Edison SpA	97.45	99.48
EDF Investissements Groupe SA	93.89	50.00

注記54. 法定監査人の報酬

以下の表は2019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	2,709	19.2	2,822	17.1
被支配企業(1)	8,104	57.4	11,654	70.6
小計	10,813	76.6	14,476	87.7
非監査サービス(2)				
EDF	883	6.3	867	5.3
被支配企業(1)	2,425	17.1	1,152	7.0
小計	3,308	23.4	2,020	12.3
合計	14,121	100	16,496	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。

2018年度の法定監査人報酬

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	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				
EDF	397	2.7	772	4.8
被支配企業	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

[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	2019年度			2018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*	4		46,155	54,984		44,874	53,458
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			1,447	1,724		1,217	1,450
営業補助金	5		7,670	9,137		6,566	7,822
引当金および減価償却費の戻入額	6		3,279	3,906		2,996	3,569
その他の営業収益および費用振替額	7		849	1,011		850	1,013
I 営業収益合計			59,400	70,763		56,503	67,312
購入およびその他の対外費用	8		38,090	45,377		37,410	44,567
購入燃料使用分			3,498			3,172	
エネルギー購入			18,232			17,057	
サービスおよびその他購入品使用分			16,360			17,181	
法人所得税以外の税金	9		2,674	3,186		2,662	3,171
人件費	10		6,453	7,687		6,565	7,821
減価償却費、償却費および引当金繰入額	11		6,590	7,851		6,471	7,709
減価償却費および償却費	11.1		3,975			3,531	
引当金繰入額および減損	11.2		2,615			2,940	
その他の営業費用	12		2,241	2,670		1,743	2,076
II 営業費用合計			56,048	66,770		54,851	65,344
営業利益 (I - II)			3,352	3,993		1,652	1,968
III 共同事業取引			-	-		-	-
IV 金融損益	13		(1,701)	(2,026)		(1,756)	(2,092)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (I - II + III + IV)			1,651	1,967		(104)	(124)
V 臨時損益	14		547	652		939	1,119
VI 法人所得税	15		(605)	(721)		756	901
損益 (I - II + III + IV + V + VI)			1,593	1,898		1,591	1,895

* 2019年度輸出製品売上高：10,267百万ユーロ、2019年度輸出サービス売上高：370百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2019年12月31日現在				2018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	2,391	1,305	1,086	1,294	1,017	1,212
EDF所有有形固定資産	16-17	89,093	59,772	29,321	34,930	27,405	32,648
委譲運営有形固定資産	16-17	15,004	8,976	6,028	7,181	5,956	7,095
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	21,712	94	21,618	25,754	20,937	24,942
投資および関連債権		59,532	578	58,954	70,232	58,951	70,228
投資有価証券		22,623	104	22,519	26,827	20,421	24,328
貸付金その他の金融資産		12,710	116	12,594	15,003	12,484	14,872
金融資産	18	94,865	798	94,067	112,062	91,856	109,428
I 固定資産合計		223,065	70,945	152,120	181,221	147,171	175,325
棚卸資産および仕掛品	19	10,031	245	9,786	11,658	9,907	11,802
発注に係る前渡金	20	694	1	693	826	689	821
営業債権およびその他の債権	20	21,327	383	20,944	24,951	20,697	24,656
市場性のある有価証券	21	14,693	3	14,690	17,500	16,861	20,087
現金性金融商品	20	2,672	-	2,672	3,183	2,605	3,103
現金および現金同等物	22	4,714	-	4,714	5,616	4,619	5,503
前払費用	20	1,087	-	1,087	1,295	1,449	1,726
II 流動資産合計		55,218	632	54,586	65,028	56,827	67,698
繰延費用 (III)		249	-	249	297	255	304
社債償還プレミアム (IV)		790	277	513	611	507	604
未実現為替差損 (V)	23	1,305	-	1,305	1,555	767	914
資産合計 (I + II + III + IV + V)		280,627	71,854	208,773	248,711	205,527	244,844

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2019年12月31日現在		2018年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		1,552	1,849	1,505	1,793
資本剰余金		16,506	19,664	15,672	18,670
再評価剰余金		677	807	676	805
剰余金					
法定準備金		151	180	146	174
その他の剰余金		3,000	3,574	3,000	3,574
繰越損益		8,005	9,536	7,351	8,757
当期利益または損失		1,593	1,898	1,591	1,895
中間配当		(458)	(546)	(451)	(537)
投資補助金		159	189	166	198
税務規制引当金		5,935	7,070	6,056	7,215
自己資本	24	37,120	44,221	35,712	42,544
追加的自己資本	25	9,781	11,652	10,620	12,652
特別委譲勘定	26	2,234	2,661	2,199	2,620
Ⅰ 自己資本および委譲勘定合計		49,135	58,535	48,531	57,815
リスク引当金	27	2,688	3,202	2,544	3,031
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	41,720	49,701	39,806	47,421
非原子力施設廃止引当金	29	667	795	659	785
従業員給付引当金	30	11,430	13,617	11,240	13,390
その他の費用引当金	31	872	1,039	866	1,032
費用引当金		54,689	65,151	52,571	62,628
Ⅱ 引当金合計		57,377	68,353	55,115	65,658
金融負債	33	55,171	65,725	54,644	65,097
前受金および中間払前受金	32	7,050	8,399	7,134	8,499
営業、投資およびその他の負債	32	32,322	38,505	33,229	39,586
現金性金融商品	32	4,387	5,226	3,462	4,124
繰延収益	32	3,112	3,707	3,116	3,712
Ⅲ 負債合計	32	102,042	121,563	101,585	121,018
未実現為替差益（Ⅳ）	34	219	261	296	353
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		208,773	248,711	205,527	244,844

キャッシュ・フロー計算書

注記	2019年度		2018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）	2,198	2,618	835	995
償却費、減価償却費および引当金繰入額	5,393	6,425	7,153	8,521
資産譲渡（益）／損	(181)	(216)	(499)	(594)
金融収益および費用	(557)	(664)	(2,133)	(2,541)
運転資本の変動 ⁽¹⁾	1,012	1,206	3,238	3,857
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	7,865	9,370	8,594	10,238
金融費用の純支払額（受取配当金を含む） ⁽²⁾	(787)	(938)	1,435	1,710
法人所得税の支払額	(452)	(538)	(29)	(35)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）(A)	6,626	7,894	10,000	11,913
投資活動：				
有形固定資産および無形資産への投資	(6,365)	(7,583)	(5,982)	(7,126)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	23	27	24	29
金融資産の変動 ⁽³⁾	251	299	(4,776)	(5,690)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）(B)	(6,091)	(7,256)	(10,734)	(12,787)
財務活動：				
借入債務および引受契約の発行	5,109	6,086	4,938	5,883
借入債務の返済および引受契約による支払 ⁽⁴⁾	(3,522)	(4,196)	(2,359)	(2,810)
支払配当金	24 (58)	(69)	(513)	(611)
永久劣後債の発行および償還（費用控除後） ⁽⁴⁾	2.2.2 - (636)	(758)	(76)	(91)
	2.2.3			
委譲運営資産に対する受取拠出金	5	6	6	7
投資補助金	4	5	11	13
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）(C)	902	1,075	2,007	2,391
現金および現金同等物の純増加／（減少）額 (A)+(B)+(C)	1,437	1,712	1,273	1,517
現金および現金同等物の期首残高	22 (1,563)	(1,862)	(2,875)	(3,425)
為替変動の影響	15	18	(13)	(15)
現金および現金同等物に係る金融収益	31	37	52	62
現金および現金同等物の期末残高⁽⁵⁾	22 (80)	(95)	(1,563)	(1,862)

- (1) 2018年度の金額には、現在は運転資本の変動に含まれている子会社（C2、C3、EDF Holding SAS、EDEV、EDF International、EDF Energy UKおよびEDF Inc）との一定の現金管理契約、ならびに現在はキャッシュ・フロー計算書上の現金の純増減額に含まれている一定の当座勘定契約（Enedis、Sofilo、PEIおよびGGF）の分類変更を受けたプラスの影響2,068百万ユーロが含まれている（注記22および2018年度の財務諸表を参照）。
- (2) この変動は、主に、2019年度の受取配当水準が2018年度に比して低下したこと（注記13を参照）および為替差損益によるものである。
- (3) 金融資産の変動は、主に、投資ファンド・ポートフォリオの減少（注記21を参照）および専用資産に含まれた投資有価証券ポートフォリオの変動によるものである。
- (4) 2018年度の借入債務の返済および引受契約による支払には、永久劣後債に係る費用(76)百万ユーロが含まれていた。当該費用は分類変更され、現在は永久劣後債の発行および償還（費用控除後）に含まれている。
- (5) 「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。

適用された会計処理および評価の方法は、2018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。

トリカスタン発電所の原子炉1号機は、4回目の10年検査後、2019年12月23日に電力網に再接続された。同原子炉は、40年を超える初の900MWシリーズのユニットである。

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、限定的なものを見込まれる。

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、2019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。

2019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、2019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サービスを含む。

売上高は、商品が引渡された時点、またはサービスが完了した時点で計上される。

期末日現在EDFの顧客に引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、EDFのバランス調整責任を負う企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会 (Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)) に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

当グループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

1.3.1 発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランスにおいて、ピーク期間中の電力供給の確保を確実にする目的で設定されている。

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。発電容量入札は年に数回開催される。

EDFは、発電施設事業者および電力供給業者として、当該システム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価格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。
 - ・ 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。

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必要であり、計画された閉鎖時、特に主要な点検中に実施される作業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）から委譲された公共配電委譲
- フランス政府から委譲された水力発電委譲

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よる一定の原則に基づいている。

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、核燃料サイクルの終了業務の資金を調達するための金融資産により構成される投資有価証券を保有しており、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「専用」ファンドから構成されている。

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のものから成る。

- ・ 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に準拠して、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に係る実現損益は、ヘッジ対象に係る損益と対称的に損益計算書に認識される。

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、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、以下のものから構成される。

- ・ 委譲当局の既存資産に対する権利（すべての委譲資産を取り戻す権利）。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。
- ・ 委譲当局の取替予定資産に対する権利（取替予定資産に関連する運営者の義務）。これらの非金融負債は以下のものから構成される。
 - ・ 資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された減価償却費。
 - ・ 取替引当金（委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関する）。これは、当該資産と同じ発電容量および機能への取替価額と取得価額との差額に基づいて、当該資産の耐用年数にわたり引当計上される。取替価額は、公式の公表物からの指標に基づいて各年度末現在で調整され、調整による影響額は関連資産の残存耐用年数にわたり配分される。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、資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された償却費および該当資産について計上された取替引当金は消去され、既存資産に対する権利に振り替えられる。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲当局の取替予定資産に対する権利は資産の取替により振り替えられ、委譲当局の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲当局の権利となる。

1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下のものから構成されている。

- 無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金。
- 1959年1月1日の前日までおよび1977年1月1日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年1月1日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年再評価引当金は関連資産の除却時に自己資本に振り替えられる。

1976年度の再評価によって生じた再評価剰余金純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金は、その耐用年数にわたり損益計算書に振り替えられる。

1.15 従業員給付引当金以外の引当金

EDFは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額はEDFが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についてのEDFによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データおよび当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

予想費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、予測支出スケジュールにわたって配分される。当該金額は、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整され、名目割引率を用いて現在価値に割引かれる。引当金は、当該割引後の将来キャッシュ・フローに基づいている。

インフレ率および割引率は、フランスの経済および規制に関するパラメータに基づき、EDF資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用に含まれる。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.15.1 原子力発電関連引当金

これらの引当金は主に以下を対象とする。

- 核サイクル終了費用：使用済燃料管理、廃棄物除去および調整ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金。
- 発電所の解体費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

炉心核燃料費用は、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料に係る損失、ならびに燃料処理およびこれらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初、貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記28に記載されている。

1.15.2 その他の引当金

これらの引当金は主に以下に関係する。

- ・ エネルギー売買複数年契約に関連する損失。
 - ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
 - ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
 - ・ ガス関連サービス契約に関連する損失は、契約の履行費用とその結果である経済的便益（市場および売上の仮定に基づく）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資産取替費用。
- ・ 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

EDFは、従業員に付与される雇用後給付を引当金として認識している。

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

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。この制度に伴う権利および義務は、定期的に見直される。

2013年1月1日から2020年12月31日までの第三期の主な特徴のひとつは、フランス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に規定する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。EDFでは、2つの経済モデルを併用している。

「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、資産が棚卸資産の原材料に認識される。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、税金負債が計上される。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

EDF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、当初3年間の省エネ義務を負うこととなった。

この義務を履行するために、EDFグループが利用できる3つの手段は、消費者のエネルギー効率的作業の支援、省庁公認の省エネ証書制度への資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

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（棚卸資産の仕掛品およびその他に）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（その他の費用引当金）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 原子力開発

2.1.1 フラマンヴィル3 EPR

備考：以下の情報は、2018年度の財務諸表に対する注記2.7と合わせて読まれるべきものである。

2019年4月11日¹にEDFは、フラマンヴィル3 EPRにおける破断防止原則²の対象である主要蒸気移送管上の接合部に影響する品質上の欠陥に関して2019年4月11日に公表された原子力圧力機器諮問委員会（GP ESPN）の意見を承知している旨を発表した。

¹ 2019年4月11日付プレスリリースを参照。

² 破断防止原則は極めて高い品質基準であり、機器の一定項目の設計、製造および稼働中監視に関する原子力圧力機器規則よりさらに厳しい要件を備えている。これらのより厳しい要件は、当該機器の破断可能性が極めて低いと判断するに十分でなければならない（この基準が適用された場合には、当該配管における破断の結果に関する包括的な調査は、発電所安全状態では要求されない）。

原子力安全当局（ASN）は、当該品質上の欠陥の調査の一環として、2019年4月9日にGP ESPNの会議を開催していた。

- ・ 2018年12月3日に、EDFは、破断防止要件に関して不備が認められた主要な二次回路の接合部の修理および品質改善に関する手続、ならびに原子炉容器建造物構造内の8か所の接合部に関する特定の検証方法に関する手続を記載した技術ファイルをASNに提出した。
- ・ 当該ファイルは、放射線防護原子力安全研究所（IRSN）からの技術的支援を得て、ASNにより検証された。
- ・ この検証に基づき、EDFが出席するGP ESPNの会議において検討が行われ、背景となる事実、その分析および問題を取扱うための方法が提示された。EDFはこのファイルの技術的な検証に関する諮問委員会からのすべての質問に回答した。

EDFはその時点で、諮問委員会により提案された勧告および解決手段が試運転の予定および建設費用に影響を与える可能性があること、ならびに数週間後に本件に関して取るべき措置についての決定を公表する予定であったASNとの間でEDFが検討を続けていくことを表明した。

これに従いEDFは、フラマンヴィル3 EPRの予定および建設費用に関する詳細な更新は、ASNの決定が公表された後に行われることを言明した。

2019年6月20日³にEDFは、フラマンヴィル3 EPRの破断防止原則の対象である主要蒸気移送管上の接合部に影響する品質上の欠陥に関して2019年6月19日付書簡にてASNが公表した決定を承知している旨を発表した。

3 2019年6月20日付プレスリリースを参照。

当該書簡においてASNは、破断防止原則に準拠していなかったフラマンヴィルEPRの8か所の格納容器溶け込み接合部を修理するようEDFに要請した。

2019年7月26日⁴にEDFは、溶け込み接合部の品質改善に向けた3つのシナリオが検討されている最中であり、当該3つのシナリオの詳細な検証およびASNとの検討を経て、その後数か月以内に、選定されたシナリオから推測される予定表および費用をEDFが明らかにする見込みであることを発表した。EDFはまた、試運転は2022年度末より前には見込めないことを言明した。

4 2019年7月26日付プレスリリースを参照。

当該作業の結果、ASNとの検討が行われ、ASNは10月4日付で、当該3つのシナリオの技術的な実現可能性に関する書簡をEDFに送った⁵。

5 2019年10月9日付プレスリリースを参照。

EDFが推奨する溶け込み接合部の修理シナリオは、関連する配管内部の精密な操作を実施する目的で設計された遠隔操作ロボットの使用を伴う。この技術は稼働中の原子力発電所向けに設計されたものであり、溶け込み接合部の修理向けに適格性を認められなければならない。当該シナリオはASNの妥当性確認により2020年度末までに適格性を認められることを目標としており、EDFは当該日をもって修理作業の開始が可能となる。第2のシナリオは、セーフガード補助建屋における抽出および再調整作業を伴うものであり、現段階では代替的解決策と考えられている。

この溶け込み接合部の修理戦略に基づいて、EDFの取締役会は2019年10月8日開催の会議において、フラマンヴィルEPR建設の継続を承認した。

これを受けてEDFは、フラマンヴィルEPR¹の予定表および見積建設費用を修正した。

1 フラマンヴィル3EPRの4基の蒸気発生器および加圧器に関するFramatome原子炉部品の技術的製造基準からの逸脱の問題（電気抵抗溶接の応力除去熱処理工程）は、注記2.1.2に説明されている。

この推奨する溶け込み接合部修理シナリオの実施に関する暫定的な予定表では、ASNの妥当性確認の目標が達成された場合に、燃料装荷日を2022年度終盤、改訂後の建設費用を15億ユーロ増の124億ユーロ²と設定している。これらの追加費用の大半は、資産計上ではなく営業費用として処理される。これらの費用は、2020年度、2021年度および2022年度に影響を与える。2020年度については、純利益に対する影響は他のすべての事項を一定として税引後で(4)億ユーロと見積られている。

2 2015年のユーロにより、建設中の利息を除く。

品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止原則要件への準拠性違反がある二次システムの接合部58か所については、現場において再調整工程が進行している。同時に、第2のホット機能検査フェーズが2019年9月21日に開始された。ホット機能検査はシミュレーションされた正常操業条件下における発電所の性能を点検する。

2.1.2 Framatomeによる原子炉部品製造を規定する技術基準からの逸脱

Framatomeは、原子炉部品製造を規定する技術基準からの逸脱をEDFに報告した³。当該逸脱は、用いられた製造工程の実行に関係し、実行に際して、一部の蒸気発生器の接合部に係る応力除去熱処理を伴う製造作業中に一定領域において温度範囲が遵守されなかった。これは、稼働中の部品および、事業未供用ないし現場設置前の新規部品に関係している。

3 2019年9月10日付プレスリリースを参照。

2019年9月9日にEDFは、一定の原子炉部品に適用された溶接後の応力除去熱処理工程における逸脱に関する初回調査について、ASNに報告した。

その後、関係する機器および原子炉の棚卸しを実施しそれらが操業に適格であることを確認する目的でEDFおよびFramatomeが実施した作業⁴により、現在稼働中の原子炉6基（ブレイエ原子炉3号機および4号機、ビュジェ原子炉3号機、フェッセンハイム原子炉2号機、ダンピエール・アン・ビュリー原子炉4号機、ならびにパリュエル原子炉2号機）に設置された18基の蒸気発生器が識別された。

4 2019年9月18日付プレスリリースを参照。

事業未供用の部品は、フラマンヴィル3EPRの4基の蒸気発生器および加圧器、ならびにグラヴリーヌ原子炉5号機および6号機に係る蒸気発生器の取替目的で作られた3基の設置前の新規蒸気発生器である。

2019年10月24日付でASNが公表した「Framatomeの接合部応力除去熱処理における製造上の逸脱」と題する情報通知を受けて、EDFは、関係する原子炉は現状通りに機能し続けることが可能であり、当該不具合への対応目的で要請される点検のために閉鎖する必要はない点に着目した⁵。実地点検は、新規の蒸気発生器の該当接合部についてはグラヴリーヌ5号機への設置時に、稼働中の蒸気発生器の該当接合部については燃料再装荷のための閉鎖時に実施され（ブレイエ4号機、パリュエル2号機およびダンピエール4号機）、さらにフェッセンハイム2号機の蒸気発生器に係る接合部について実施された。その他の稼働中の蒸気発生器については、2020年度上半期末までに、次に予定されている燃料再装荷のための閉鎖中に、該当接合部について同様の点検が実施される（ビュジェ3号機およびブレイエ3号機）。現段階においては、これらの閉鎖の延期が必要となることは予想されていない。

5 2019年10月25日付プレスリリースを参照。

2.1.3 NUWARD：小型モジュール型原子炉（SMR）共同プロジェクト

2019年9月17日に、ウィーンにおけるIAEAの総会において、フランスの原子力・代替エネルギー庁（CEA）、EDF、Naval GroupおよびTechnicAtomeは、小型モジュール型原子炉（SMR）の共同開発プロジェクトである「NUWARD」TMを発表した。NUWARDは、300-400MWeの範囲の脱炭素で安全かつ競争力のある発電への世界的需要の高まりに応える、PWR（加圧水型原子炉）に基づく解決策となるものである。

CEAおよびEDFはまた、SMR開発に係る連携の可能性を模索するために、Westinghouse Electric Companyとの協議を開始した。

2.1.4 フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFは、フェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止および永久閉鎖宣言に関する申請書を、ASNおよびフランスの環境連帯移行省に提出した。1号機原子炉の閉鎖は2020年2月22日に予定されており、2号機原子炉の閉鎖は2020年6月30日に予定されている。

この申請書の提出は、2015年8月17日付法律「グリーン成長のためのエネルギー移行法」による原子力発電量の上限設定に起因するフェッセンハイムの早期閉鎖についてフランス政府がEDFに補償する旨の合意協定に、政府およびEDFが2019年9月27日に署名したことを受けて行われた。

この協定の条件に基づいて支払われる補償は、以下のものから構成されている。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、BNI税、解体費用および従業員配置転換費用）の閉鎖後4年間にわたる分割支払額。これらの支払いは総額400百万ユーロ近くに上る見込みである。
この補償は、関連する費用が発生した都度、その発生時に収益として損益に認識される。
- ・ 2041年度までの将来の発電により生み出されたものと見込まれる逸失利益に相当する、その後の支払い。フェッセンハイムの過去の出力数値を基礎とし、原子力電力販売価格、特に観察された市場価格に基づいて「事後に」計算される。

2.2 資金調達取引

2.2.1 ESG基準に連動する与信枠3件の締結

2017年度および2018年度に締結された当グループのサステナビリティ・パフォーマンスに連動する他の2件の与信枠の継続となる当該新規契約により、EDFは、その資金調達戦略において持続可能な資金調達手段が中心的役割を果たすことを再確認している。ESG連動の更新可能な与信枠は2019年12月31日現在、総額50億ユーロ超であり、EDFグループの与信枠の約48%を占めている。

2019年3月22日に、EDFおよびBBVAは、300百万ユーロのリボルビング与信枠を締結した。

2019年7月22日に、EDFは、300百万ユーロのリボルビング与信枠2件を締結した。1件は、Crédit Agricole Groupとの間でCrédit Agricole CIBの主導により締結され、LCLおよびCrédit Agricole d'Ile-de-Franceを含む。もう1件は、Societe Generale CIBとの間で締結された。

これら3件の与信枠は、当グループの3つのサステナビリティKPI、即ち、直接二酸化炭素排出量、EDFのフランスの住宅顧客によるオンライン消費モニターツールの利用（積極的にエネルギー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）、および保有軽車両の電化に、そのコストが連動する調整メカニズムを組み込んでいる。

2.2.2 永久劣後債の発行

2019年11月26日に、EDFは、表面年利率3.00%、初回繰上償還日までの期間8年のユーロ建てハイブリッド債500百万ユーロを発行した。

この募集は、資本構成の恒久的な一部であるハイブリッド証券を通して資金調達を行う当社の強いコミットメントを示している。当社はハイブリッド債の残高を先行的に管理しており、この発行による調達資金は、主に未償還のハイブリッド債シリーズ数本の一部買入償還資金、ならびに当社およびEDFグループの一般事業目的に使用された。

2.2.3 ハイブリッド債の一部シリーズの償還

2019年11月26日にEDFは、以下のハイブリッド債の償還について、現金による買入償還の申し出を公表した。

- ・ ユーロネクスト・パリにおいて取引が許可されており、当社のオプションにより2022年1月22日が初回償還日となる1,000百万ユーロのリセット条項付永久劣後ノート。このうち661.8百万ユーロが未償還であった。償還額は394.9百万ユーロであり、決済は2019年12月13日に行われた。
- ・ ルクセンブルグ証券取引所の規制市場において取引が許可されており、当社のオプションにより2023年1月29日が初回償還となる3,000百万米ドルのリセット条項付永久劣後ノート。このうち3,000百万米ドルが未償還であった。償還額は902.4百万米ドルであり、決済は2019年12月31日に行われた。

当社はまた、リセット条項付永久劣後ノート12.5億ユーロ（このうち338.2百万ユーロが未償還であった）の全額償還オプションを2020年1月29日に行使した。当該償還が確実と見込まれたことから、EDFは、2019年12月31日付で、これらの追加的自己資本項目を338.2百万ユーロの金額で金融負債に組み替えた（注記33を参照）。

結果として、2019年11月26日の表面年利率3.00%、初回繰上償還日までの期間8年のハイブリッド債500百万ユーロの発行（注記2.2.2を参照）を考慮に入れて、これらの取引により、EDFの貸借対照表上、ハイブリッド商品残高の総額は約8%減少して98億ユーロとなり、その一方で、見積額にして2020年度は約44百万ユーロ、2021年度は約58百万ユーロの利息純額の節約を生み出した。

2.2.4 優先債の発行：EDFによる20億米ドルおよび12.5億ユーロの資金調達

2019年11月27日に、EDFは、固定表面年利率4.50%、期間50年の優先債発行により20億米ドルを調達した。この取引は、長期のクレジット・カーブにおいて極めて多様な投資家基盤を惹きつける当グループの能力を示している。

さらに、2019年12月2日に、EDFは、固定表面年利率2.00%、期間30年の優先債発行により12.5億ユーロを調達した。これは、欧州市場における社債発行体の当該期間での資金調達額としては最大の金額である。

2.3 「ERO 2019」従業員割当

2019年4月4日に、EDFの取締役会は、従業員株式所有取引の原則を決定した。これは、政府によるEDFへの既存株式7,704,974株の売却後、当該株式をEDFが即時に適格従業員、元従業員および退職した従業員に売却することにより実行された。その結果、この取引はEDF SAの増資には該当しない。

この割当には、個人のユーロ建て拠出を保証する「レバレッジ」方式および「クラシック」方式が含まれていた。これはフランスの従業員投資信託（Fonds Commun de Placement d'Entreprise —FCPE）を通じて実行された。「クラシック」方式の下では雇用主によるマッチング拠出が従業員に提供された。

割り当てられた株式は、ユーロネクスト・パリ（コンパートメントA）に上場している普通株式であり、当期の配当受領権が付されていた。EDFグループ貯蓄制度（PEG）のFCPEにおける株式引受を通じて取得されることから、それらは、規則に規定する早期免除の場合を除き、2024年7月16日に終了する5年間の強制保有期間を課される。議決権はFCPEの監督委員会により行使される。

これらの株式の売却価格は、2019年6月20日付で確定した。これは、価格設定日の前20取引日においてユーロネクスト・パリで売買されたEDF株式の出来高加重平均株価に基づく参照価格に対する20%の割引を含んでいた。

当該株式は2019年7月16日に交付された。

2019年度の財務諸表において、この取引の結果、雇用主によるマッチング拠出およびフォルフェ・ソシアル（forfait social）社会保障負担金に相当する6百万ユーロの人件費が認識され、20%の割引に相当する11百万ユーロの臨時費用が認識された。

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）ならびにエネルギーおよび気候法

複数年エネルギー計画（PPE）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手段である。

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。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表した最初のPPE案

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。

これを達成するためには、2020年春のフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖に加え、2035年までに原子炉12基を閉鎖しなければならない。該当する原子炉は、第5回10年検査の時期を迎えた時点で閉鎖される。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、2027年および2028年に早期閉鎖される予定である。電力価格、安全供給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、2025年-2026年に閉鎖される可能性がある。

PPE案は、フランス政府が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り、それは、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ことを明記している。

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する目標は、最後の石炭専焼火力発電所を2022年までに閉鎖し、化石燃料のみから発電する新たな発電所の認可を停止することである。

この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。

当該案は、2019年および2020年に様々な協議プロセスを通過した。

エネルギーおよび気候法

フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は、2019年11月9日付官報にて公布された。EDFの事業に影響を与える主な措置は、以下の通りである。

第1条は、低炭素国家戦略および複数年エネルギー計画(PPE)に向けた予備的作業の結果に照らして、フランスのエネルギー政策の目的を変更するものである。

- ・ 「温室効果ガス排出量を1990年から2050年の間に4分の1にする」目標が、「温室効果ガス排出量を1990年から2050年の間に6倍超の率で削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成する」目標へと置き換わる。
- ・ 「化石燃料の一次エネルギー消費量を2030年までに、基準年度である2012年に対し30%削減する」目標が、「化石燃料の一次エネルギー消費量を2030年までに40%削減する」目標へと置き換わる。
- ・ 最後に、フランスの発電量に占める原子力の割合を50%に削減する計画期間を、2035年に設定する。

第12条は、温室効果ガス排出量に上限を設けるものであり、2022年1月1日から化石燃料発電施設に適用される。この上限は、2019年12月26日付政令2019-1467により設定され、その結果、石炭専焼火力発電所は2022年1月1日までに閉鎖されることとなる。環境連帯移行省が発表した2022年までの石炭火力発電所閉鎖に係るプレスファイルに示された通り、関係従業員および下請業者のための政府支援措置が規定される予定であり、地域プロジェクトが計画されている。

この法律の草案に基づいて、EDFは従前から、ル・アーヴル発電所を2021年春までに閉鎖する意向であること、およびコルドメ発電所のバイオマス発電所への転換の可能性を引き続き検証している最中であることを発表していた。2019年1月24日開催の会議後に、EDFおよび環境連帯移行大臣は、現在石炭を燃料としている暖房設備ないし発電所に利用可能な革新的、環境保護的な燃料生産のためのエココンバスト・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。電力の安全供給を確保するため、フランス政府から委託されたRTEの研究がその必要性を認めた場合には、生産されたバイオマスの一部または全

部が、2026年までに、現在のコルドメ・ユニット向け燃料の80%の供給に利用され、これによって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の確保を維持する可能性がある。

結果として、ル・アーヴルおよびコルドメ発電所の減価償却期間の終了時期は、2019年度上半期において変更され、ル・アーヴルについては2021年度、コルドメについては2026年度に設定された。ル・アーヴルの閉鎖日は2021年4月1日と確認されたが、コルドメの日程は依然、特にエココンバスト・プロジェクトに関する未了の最終決定に依存して変更される可能性がある。

この減価償却期間の将来に向かっての変更が当社の2019年12月31日現在の財務諸表に与えた主な影響は、減価償却費の約139百万ユーロの増加である（注記11.1を参照）。

エネルギーおよび気候法第62条は、歴史的原子力発電への規制接続のためのARENHメカニズムにおける価格補完の計算を変更し、エネルギー法第L.336-1条に定義する上限の効果を考慮に入れることを意図している。これらの価格補完の主な目的は、供給業者からのARENHへの要請が必要量と見合うことを確保し、その結果、公益を害する効果を回避することである。

ARENHの上限は、2020年1月1日から150TWhに引き上げられた。ただし、年間に認められるARENH引渡しの（当該上限までの）限量合計を決定する量制限は、2020年度については変更されず、100TWhのままであった。

エネルギーおよび気候法はまた、企業の成長および変革のための「PACTE」法案で当初提案された規定が否決されたことを受けて、規制販売料金に係る4つの条項を含んでいる。

- ・ 第63条は、フランス法を欧州連合法に整合させるため、すべての顧客について、規制ガス販売料金の廃止の条件を規定している。同法制定の翌月に規制料金ガス契約の販売は廃止され、現在は、新たな天然ガス契約を規制販売料金で申し込むもしくは変更することは不可能である。規制料金は、小規模事業については2020年12月1日から廃止され、すべての顧客について、2023年7月1日から廃止される。これらの料金廃止に関して必要な支援措置が同法において規定されている。
- ・ 第64条以降は、従業員10人超または年間の売上高、収益合計もしくは貸借対照表合計額が2百万ユーロ超である非住宅顧客について、規制電力販売料金の廃止の条件を規定している。

表明されたコメントおよび意見を考慮に入れた新たなPPE案の2020年1月20日付での環境連帯移行省による公表および2020年2月19日までの協議プロセス

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法によって現在はエネルギー法の一部である、原子力電力およびフランスのエネルギー構成において2035年までに原子力を50%とする目標に関して、この改訂PPE案は、原子炉閉鎖に向けた詳細および条件を明記している。優先度が高い事項は、経済的および社会的影響が最小限に抑えられ、電力網に与える影響が最も低く、かつ用地全体の閉鎖を伴わない閉鎖とされる予定である。フランス政府の要請により、これらの基準に基づいて、2020年1月20日にEDFは、ブレイエ、ビュジェ、シノン、クリュアス、ダンピエール、グラヴリーヌおよびトリカスタン用地における原子炉2基ずつの閉鎖の可能性を検証することを提案した。

また現在は、原子炉の早期閉鎖は、その実施の3年前に確認される予定であることも規定されている。

当該PPEの最終化および採択により、EDFの財務諸表には、第5回10年検査前である2027年および2028年における原子炉2基の早期閉鎖が反映される予定である。その耐用年数の変更の結果、減価償却期間が将来に向かって変更され、原子力引当金のための見積額が変更される可能性がある。この状況下で当該発電所の原子炉2基の閉鎖が数年前倒しされる可能性があるため、検証された様々なシナリオが示唆するところでは、それが原子力引当金、特に廃炉引当金に与える潜在的影響は数100万ユーロの増加となる可能性があり、これらは関連する貸借対照表資産の調整を通じて認識されることとなる。

既存の原子力施設の規制に係る公開協議

2020年1月に、フランス政府は、既存の原子力施設規制（ARENH）の改革に関し、エネルギー業界からの参加者の意見を得るため、協議プロセスを開始した。

この協議は、複数年エネルギー計画（PPE）案を適用して実施されており、同案は、「政府が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り、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」ことを明記している。

この目標を達成するために、フランス政府は経済的規制を導入し、EDFに対し、フランスのすべての消費者の便益のために、消費者保護および気候に焦点を当てた一般的経済的利益を有するサービス（SGEI）を、透明かつ差別的でない手法により提供することを義務付ける意向である。

当該SGEIは、以下の目的と一致しこれに寄与するよう、既存の原子力発電所の経済的規制によって支援される。

- ・ フランス領内に所在するすべての消費者の長期的な保護。供給業者を問わず、その非ピーク時の電力供給の一部に関して、消費者が資金調達を助けた既存の原子力発電所による脱炭素の管理可能な発電のための安定的な状態から恩恵を受けることを消費者に可能とすることによる。
- ・ フランスが自ら設定した気候目標の達成、ならびに電力安全供給およびエネルギー自立のための目標達成。フランス、さらに広く欧州における脱炭素電力の供給を、その供給に必要な既存の原子力施設の操業のための長期資金調達の確保を通じて保護することによる。

当該業界の他の多くの参加者と同様に、EDFは、2020年5月17日まで継続されるこの協議に参加する予定である。

3.2 フランスの規制電力販売料金—「青色」料金

法制上および規制上の枠組みの変更

ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）およびEngieにより提起された案件に答えて、フランスの国務院は、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は、当該料金が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目的に資する場合には、欧州連合法に適合しているとの判決を下した。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、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ったと認めた。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。

指令2012/27/EUを改訂する、域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付指令（EU）2019/944が、2019年6月14日付OJEUに公告された。この指令は、住宅顧客および極めて小規模な事業について規制販売料金の継続を求めている。

フランスのエネルギーおよび気候法は、当該指令および国務院の決定に準拠して、非住宅顧客について規制電力販売料金の廃止の条件を規定している。これらの料金は現在、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益ないし貸借対照表合計額が2百万ユーロ未満であることを条件に、住宅顧客か事業顧客かを問わず、すべての顧客に、引受電力水準36kVAにて確保されている。

今後不適格となる顧客向け規制電力販売料金の廃止は、2021年1月1日に発効する。その間、エネルギーおよび気候法ならびに同法適用に向けて行われた公式決定¹により、歴史的な供給業者が主導すべき一連の手続が定められている。この一連の手続におけるステップは、関係顧客の識別および通知、ならびに個人情報管理を規定する規則に準拠して当該情報を代替供給業者に利用可能とすることを含む。規制販売料金廃止の影響を受ける消費者は、2020年1月1日以降、規制料金契約の申込みもしくは変更ができないこととなる。2021年1月1日以降は、新規の契約に申し込まなかった消費者は、自動的に従来の供給業者との市場レート契約に切り替えられる。

¹ 2019年12月12日付、規制電力販売料金に今後不適格となる非居住顧客のリストの識別および提供に関する決定。

2019年12月12日付、規制料金契約の廃止に関する、供給業者による、規制電力販売料金に係る消費者情報に関する決定。

2019年12月26日付、規制料金電力販売契約を提供する供給業者が要請に応じて他の電力供給業者に利用可能としなければならないデータ一覧の決定。

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。

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（税込みで5.9%）を提案した。政府は2018年度後半に、電力料金の冬季中の引上げは行わないと発表しており、エネルギー法の下で認められた3か月以内である2019年5月上旬にCREの提案を承認したのみであった。2019年5月28日付料金決定は2019年5月30日付官報に公告され、2019年6月1日に発効した。

消費者協会であるUFC Que ChoisirおよびConsummation, Logement et Cadre de Vie (CLCV)は、これらの決定に対し、本件の本案に係る判決が下されるまで当該決定の施行の差止めを求める緊急請願と併せて、その取消しを求める権限外の申請により国務院に不服申立てを提起した。2019年7月12日付政令において、緊急申請裁判官は、緊急性がないとの理由で、当該差止めの認定を拒否した。国務院はその後、2019年11月6日付決定において当該不服申立ての本案を却下し、エネルギー法を根拠に、CREにより施行された料金構造を正当であると確認した。

また、2019年8月1日から適用された「TURPE」送配電網接続料金の改定を踏まえ、エネルギー法に準拠して、CREは、2019年7月2日に公表された2019年6月25日付決定において、住宅顧客向け「青色」料金の税抜き1.47%（税込み1.26%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税抜き1.34%（税込み1.10%）の引上げを提案した。当該CREの提案は、2019年7月31日付官報に公告された2019年7月30日付の料金決定において確認され、2019年8月1日付で施行された。

最後に、2020年1月16日付決定において、CREは、住宅および非住宅顧客向け「青色」料金の2.4%（税込み）（住宅顧客向け税抜き3.0%、非住宅顧客向け税抜き3.1%）の引上げを提案した。この引上案は、卸売電力市場における価格上昇、2020年度に係るARENHの削減水準、省エネ証書の購入コストを含む販売コストの上昇、ならびに、2019年度中、特にCREの2019年2月7日付の料金案が2019年6月1日から適用された後に、規制電力販売料金について観察された費用収益間のギャップを狭めるために行われた調整を考慮に入れている。この直近のCREの提案は、2020年1月31日付官報に公告された2020年1月29日付の料金決定において確認され、2020年2月1日付で適用された。

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日付官報に公告された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顧客の代行管理サービス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った。規制電力料金のみは、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、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た。

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。2018年-2021年の期間について、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。2020年度の当初の財政法は、2019年度からの継続を示し、2020年度に係る費用補償措置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63億ユーロ。補償の主な対象は、事業者に再生可能エネルギーおよび（格段に少ないが）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であり、EDFへの累積補償不足額の払戻しに対する直近の年次拠出金を含む。
- ・ 一般予算の「公共エネルギー・サービス」項目27億ユーロ。予算の対象は、特に、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・パウチャー・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し、2020年度においても当該費用を負担する予定である。

2020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、後者が資金の大半を供給している。2020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。2020年度の当初のフランスの財政法はまた、この予算項目を2021年度に廃止し、以後の関連コストは直接、一般予算の対象とすることを提案している。
- ・ 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（即ち、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に関連する費用）を除き、一般予算に直接組み込まれる。
- ・ 電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Electricité - CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含められる。CSPE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、2016年度において、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ユーロに設定された。この水準は2020年度も変更されていない。

2019年度改正財政法は、2019年度に負担された公共サービス費用について国が支払うべき補償金額を下方修正した。これらの費用は、電力市場価格と生産者に支払うべき購入義務料金の差異が縮小したことにより減少していた。同じ理由で、国は、2018年度に支払った補償額が基礎としていた改訂予測よりも2018年度の最終費用が少なかったことから、2019年度に支払った補償水準の低下についても修正した。

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2019年度の額は7,662百万ユーロである。

2019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6,800百万ユーロ（特別「エネルギー移行」予算項目4,458百万ユーロおよび一般予算2,342百万ユーロを含む）であった。EDFはまた、2016年より前の旧CSPEメカニズムからの残額の初回分割払戻分として、2019年12月に12.5百万ユーロをCREに支払った。

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。

2019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1,353百万ユーロを支払った。この金額は、払戻スケジュールに規定された2019年度の年次拠出金と同額である。2019年12月31日現在、政府がEDFに支払うべき当該金融債権残高のEDF持分は660百万ユーロであった。

政府がEDFに対して負う営業債権の残高は、2019年12月31日現在、1,647百万ユーロである。状況は、2019年度後半に投票により可決採択され特別「エネルギー移行」予算項目の2021年度からの廃止を規定する2020年度財政法に照らして緊密に監視される予定である。

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、2019年7月11日にCREは、2018年度の公共サービス費用（6,656百万ユーロ）を記録し、かつ2019年度の改訂費用予測（7,123百万ユーロ）および2020年度の費用予測（7,206百万ユーロ）を提供する決定2019-172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。

2017年度、2018年度および2019年度の市場参照価格は、それぞれkW当たり10.00ユーロ、9.34ユーロおよび17.37ユーロであった。2019年度向けに2019年5月16日に行われた第1回「リバランス」入札における価格は、kW当たり0.00ユーロであった。

2020年度のエネルギー引渡しに向けて2019年度に行われた6回の入札における価格は、kW当たり20ユーロ、20ユーロ、22.4ユーロ、20ユーロ、17.8ユーロおよび16.6ユーロであった。

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、「標準」義務1,200TWhcおよび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とし、直前期間のそれぞれ700TWhcおよび150TWhcから大幅に引き上げた。

この大幅な引上げに加え、省エネ証書市場に厚みがなく将来の流動性が不確実であることから、EDFは2018年度に、当該制度の第四期に係る証書の不足により、義務に対する不足分についてMWhc当たり15ユーロの罰金を（エネルギー法第L221-4条に基づいて）財務省に支払うリスクにさらされた。

これらの要件を満たすために、EDFは、省エネ証書の獲得数を徐々に増やすべく、2019年度前半にフランスで導入された「coups de pouce」の実施（石油暖房からヒートポンプへの取替に対する財務的支援、ヒートポンプ利用者への省エネ補助金50%追加、ヒートポンプ保守契約への特別な提案）を活用して、あらゆる取組みを行っている。2017年度から2019年度の間に獲得証書数は倍増し、特に2018年度から2019年度の間に44%と著しく増加した。

エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付法律2019-1147は、省エネ証書制度の第四期を延長するとともに、統制および制裁措置をより効率的に行う目的で設計された、当該証書に関する不正対抗措置の章を含んでいる。

その後、2019年12月11日付官報に公布された2019年12月9日付政令2019-1320により、第四期は、同じ年次義務の下で、2021年12月31日まで1年延長された。また、企業の成長および変革のための「PACTE」法第143条は、エネルギー法第L.221-7条を改正することにより、省エネ証書の範囲を、温室効果ガス排出権取引制度の対象となる環境保護向けに分類された施設を含むよう拡大している。

EDFは、現在のところ、保有証書の増加および第四期の延長の複合的効果により、2021年12月31日現在の省エネ証書不足のリスクはないものと考えている。

3.8 ARENH

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と限度量合計である100TWhを超えた。従って、EDFは、競合他社の最終顧客への供給目的で、ARENHシステムの下で、2019年度に100TWhを引き渡した。電力網損失を補填するための申請は20.4TWh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2019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に行われた。

ARENH申請は2019年5月の期間中には変更されず、その結果、同期間後の2019年度のARENH引渡しには変更がなかった。

2018年10月25日付決定2018-222、2019年5月9日付決定2019-090および2019年10月30日付決定2019-237において、エネルギー法の求めに従いCREは、該当年度（2018年度ないし2019年度）について定められた限度量合計を申請が超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。当該決定は、2018年11月、2019年5月ないし2019年11月にARENHの超過申請があった場合には、削減はその限度量を超えた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（これは電力網事業者には適用されない）旨を規定した。最後に、当該決定には、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。規制電力販売料金の算定に係る決定2019-028においてCREにより提案された方法では、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する。

エネルギーおよび気候法は、新たな措置を導入した。同法は、当初100TWhに設定されていたARENH制度の上限を、2020年1月1日から150TWhに引き上げた。これによりフランス政府は、限度量合計を100TWh超に引き上げ、移行期中のARENH価格を省議決定により改訂することが可能となる。ただし、環境連帯移行省は、2020年度についてARENH価格ないし量の変更を行わない旨を発表した。

こうした背景の下、2020年度の引渡しに係る2019年11月の期間中のARENH申請は、合計147TWh（EDF子会社からの申請を除く）であった。限度量合計が変更されなかったことから、100TWhのみが供給され、前年度と同様にCREが各供給業者の申請の削減を決定すると見込まれる。

2020年1月に、フランス政府は、既存の原子力施設規制（ARENH）の改革に関し、エネルギー業界からの参加者を含めた協議プロセスを開始した（注記3.1を参照）。

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)	2019年度	2018年度
エネルギー売上高*	43,831	42,630
電力	38,392	38,451
ガス	5,439	4,178
サービスおよびその他の売上高	2,324	2,244
売上高	46,155	44,874

* 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。

2019年度における売上高の増加は、主に、市場価格での販売および規制料金販売に対するプラスの価格動向を反映した有利な価格の影響によるものである。規制料金に関する価格の影響は、2019年6月1日から（住宅顧客向けおよび非住宅顧客向け「青色」料金+7.7%）および2019年8月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.47%および非住宅顧客向け「青色」料金+1.34%）の規制料金の指針に起因している。販売量については、ARENH引渡しの増加（2018年度の96.4TWhに対し2019年度の申請120.4TWh）が、需要の低下ならびに、特に原子力（-12.8TWh）および水力（-5.8TWh）発電量の減少に起因する市場販売量の相当量の減少による相殺効果を上回った。

ガス売上高の増加は、EDF Tradingへの販売量の増加を反映している。

注記５．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
営業補助金	7,670	6,566

営業補助金は、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る。この補助金は、財務諸表上、2019年度に7,662百万ユーロ（2018年度に6,554百万ユーロ）の利益の認識を通じて反映されている。この増加は、主に太陽光発電（+14%）および風力発電（+13.8%）の購入量の増加に伴い購入義務に関する補助金が増加したこと、2019年度に観察された電力市場価格の低下、ならびに非相互接続の島部地域におけるエネルギー購入と発電に係る追加費用の増加に起因している。

注記 6．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	注記	2019年度	2018年度
リスク引当金の戻入＊	27	552	174
年金および類似債務	30	826	954
使用済燃料管理	28	890	986
放射性廃棄物長期管理	28	261	260
原子力発電所の廃炉	28	141	138
化石燃料火力および水力発電所の廃炉		35	35
その他費用引当金		187	113
費用引当金の戻入		2,340	2,486
減損の戻入		387	336
引当金および減損の戻入額合計		3,279	2,996

＊ 2019年度は、GNL Dunkerque LNGの長期再ガス化予約契約に関して2018年度に計上された費用に相当する184百万ユーロの戻入を含む。

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)	2019年度	2018年度
その他の営業収益	753	743
費用振替額	96	107
その他の営業収益および費用振替額	849	850

注記 8．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
購入燃料使用分(1)	3,498	3,172
エネルギー購入(2)	18,232	17,057
サービスおよびその他購入品使用分(3)	16,360	17,181
購入およびその他の対外費用	38,090	37,410

(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。購入した核燃料および石炭の使用分は、原子力発電量の減少および石炭火力発電所による大量使用の水準低下により減少した。この減少を上回って、購入したガスおよび二酸化炭素割当の使用分が増加した。

温室効果ガス排出権の使用分（注記1.19.1を参照）については、以下の通りである。

- 2019年12月31日現在、排出量は6百万トン（2018年度は7百万トン）であった。
- 2019年度にEDFは、2018年度中に発生した排出に関して8百万トンを提出した（2018年度は、2017年度中に発生した排出に関して11百万トンを提出した）。

(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、電力購入義務およびLNG購入義務の743百万ユーロの増加によるものであり、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2019年度において320百万ユーロ減少した。

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)	2019年度	2018年度
給与・賃金に対する税金*	144	180
エネルギー関連の税金	1,246	1,240
地域経済拠出金	524	505
資産税	453	433
その他税金	307	304
法人所得税以外の税金	2,674	2,662

* 2018年9月5日付法律2018-771により導入されたフランスの見習税および訓練拠出金制度改革に基づいて、2019年度に支払った従業員給与に係る見習税の支払はない。

注記10. 人件費

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
給与・賃金	3,654	3,711
社会保障費	2,799	2,854
人件費	6,453	6,565

人件費の減少は、主に、従業員数の減少ならびに、競争力および雇用に係る税額控除(CICE)の廃止（注記15.3を参照）を受けて2019年1月1日から適用された低額給与向け雇用主拠出の減額を反映している。

	2019年度			2018年度	
	管理職	その他	合 計	合 計	
IEG従業員	27,308	32,041	59,349	60,759	
その他	1,924	2,257	4,181	4,168	
平均従業員数	29,232	34,298	63,530	64,927	

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)	2019年度	2018年度
無形資産償却費	266	235
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有(1)	3,401	2,991
－委譲運営(2)	282	272
固定資産減価償却費および償却費合計	3,949	3,498
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用	26	33
減価償却費および償却費合計	3,975	3,531

(1) 石炭火力発電所に関連する2019年度の加速償却139百万ユーロを含む（注記3.1を参照）。

(2) この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

11.2 引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	注記	2019年度	2018年度
リスク引当金*	27	656	1,125
年金および類似債務	30	674	832

使用済核燃料管理	28	535	488
放射性廃棄物長期管理	28	189	48
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	28	105	52
火力および水力発電所の廃止		2	22
その他費用引当金		112	120
費用引当金		1,617	1,562
減損		342	253
引当金および減損合計		2,615	2,940

＊ 2019年12月31日現在の増加は主に、供給および販売契約に関係している。2018年度の増加は、Dunkerque LNGとの長期契約に関する737百万ユーロおよび他の不利契約に関する163百万ユーロを含んでいた。

注記12. その他の営業費用

その他の営業費用は、2019年度に2,241百万ユーロ（2018年度に1,743百万ユーロ）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ないし消費に関するコスト、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。2019年度におけるその他の営業費用の変動は、特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

EDFは、明瞭性を高め、よりいっそう理解に資する目的で、金融損益の表示を変更した。この変更は2018年度の比較数値にも遡及適用され、その結果は以下の通りである。

- ・ 先物商品およびヘッジ取引に関するANC2015規則の変更に従って全体像を提供するために、未実現損益および実現損益はすべて単一の科目「為替差損益」に報告している。
- ・ 債務コストを示すために、「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」の内訳を提供している。
- ・ 市場性のある有価証券の売却損益は、相対的な財務上の重要性から、純損益として報告している。
- ・ 引当金、減損の戻入額および費用振替額は、性質が類似していることから、引当金の増減および費用振替額に含めている。

(単位：百万ユーロ)	2019年度	2018年度
投資による収益(1)	1,427	2,804
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)	757	607
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	(1,483)	(1,590)
・ヘッジ後の長期金融負債に係る費用	(1,822)	(1,887)
・その他	339	297
為替差損益	(145)	312
市場性のある有価証券売却損益	(70)	(135)
引当金の増減および費用振替額	(2,187)	(3,754)
・従業員給付に係る割引費用	(614)	(574)
・原子力引当金に係る割引費用(3)	(1,988)	(2,365)
・投資有価証券に係る引当金(4)	550	(604)
・引当金、減損の戻入額および費用振替額	485	301
金融損益	(1,701)	(1,756)

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- Enedis (2019年度556百万ユーロ、2018年度513百万ユーロ)。
- C3 (EDF Investissementsグループの持株会社) (2019年度156百万ユーロ、2018年度116百万ユーロ)。
- EDF Holding (EDF Tradingの持株会社) (2018年度581百万ユーロ、2019年度は相当額なし)。
- PEI (2019年度88百万ユーロ、2018年度92百万ユーロ)。
- EDF Immo (2019年度241百万ユーロ、2018年度130百万ユーロ)。
- CTE (2019年度および2018年度157百万ユーロ)。
- EDEV (2019年度38百万ユーロ、2018年度Dunkerque LNGの売却による740百万ユーロを含む926百万ユーロ)。
- Dalkia (2018年度90百万ユーロ、2019年度は相当額なし)。
- Framatome (2019年度36百万ユーロ、2018年度は相当額なし)。

(2) 2019年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する24百万ユーロの収益を含んでいる(2018年度46百万ユーロ)。

(3) 2019年度において、原子力引当金の割引費用は、対前年度比の実質割引率の低下が前年度に比して小さかったこと(2019年12月31日現在は2.3%、2018年12月31日現在は2.4%、2017年12月31日現在は2.6%)により減少した。

(4) この変動は主に、特に年度末における2018年度の不利な動向と比較した2019度の有利な金融市場動向によるものである。

注記14. 臨時損益

2019年12月31日現在、臨時項目により純利益547百万ユーロが生じた。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619百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額144百万ユーロ。

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った。

- 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。

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。2019年度の連結納税グループは、Enedis、EDF International、EDF RenouvelablesおよびDalkiaを含む317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いと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならいと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2019年度に(605)百万ユーロの法人所得税費用（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。

- 2019年度の課税所得（臨時項目前）に係る税金費用850百万ユーロ。
- 臨時損益に係る税金費用197百万ユーロ。
- 連結納税から生じた調整に対応する収益442百万ユーロ。

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2018年度分として2019年度に受け取った金額（43百万ユーロ）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。2019年1月1日付で、CICEは、非熟練労働に関する対策の有効性を高めるために、低額給与向け長期雇用主抛出の減額によって置き換えられている。

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。

EDF SAは、連結納税グループの代表会社として、グループ・レベルで発生した欠損金を繰延税金残高に含めている。

繰延税金の課税標準の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日 現在	2018年12月31日 現在	変動
1. 繰延税金資産が生じる期間差異			
- 引当金の損金不算入額(1)	(14,704)	(15,385)	681
- 金融商品および未実現為替差益	(2,624)	(1,067)	(1,557)
- その他	(595)	(404)	(191)
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(17,923)	(16,856)	(1,067)
2. 繰延税金負債が生じる期間差異			
- 金融商品および未実現為替差損	2,256	3,758	(1,502)
- その他	2,547	2,149	398
標準税率を適用される繰延税金負債合計	4,803	5,907	(1,104)
- 未課税資産譲渡益	-	-	-
- 15%課税の損失引当金繰入額	(15)	-	(15)
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	(15)	-	(15)
繰延税金の課税標準	(13,135)	(10,949)	(2,186)
標準税率による将来の税金資産（純額）(2)	3,369	3,099	270
軽減税率による将来の税金負債（純額）	2	-	2

(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)	2018年 12月31日 現在総額	増加	減少	2019年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	1,832	309	32	2,109
その他	259	27	4	282
無形資産	2,091	336	36	2,391
土地	111	11	5	117
建物	10,875	784	46	11,613
原子力発電所	58,378	3,988	1,206	61,160
電力網以外の機械および設備	13,236	363	189	13,410
EDF所有電力網	1,052	19	-	1,071
その他	1,674	120	72	1,722
EDF所有有形固定資産(1)	85,326	5,285	1,518	89,093
土地	47	1	-	48
建物	10,166	93	11	10,248
電力網以外の機械および設備	1,612	71	14	1,669
委譲電力網	2,866	170	17	3,019
その他	20	-	-	20
委譲運営有形固定資産(2)	14,711	335	42	15,004
有形固定資産(3)	17,265	5,867	5,376	17,756
無形資産(3)	776	494	344	926
発注に係る前渡金および未成業務支出金	3,073	5	48	3,030
建設中の資産	21,114	6,366	5,768	21,712
無形および有形固定資産合計(4)	123,242	12,322	7,364	128,200

- (1) EDF所有有形固定資産は、ASNの承認を受けた予定表に沿って新たに運転開始したバックアップ・ディーゼル設備35基による影響1,224百万ユーロを含む。
- (2) 委譲運営有形固定資産は、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関係する。
- (3) 当年度の投資は、主に、グラン・カレナージュ・プログラムに基づく既存発電所の装置およびフラマンヴィル3 EPR発電所の建設に関係している。進行中の無形資産は、2019年12月31日現在388百万ユーロのEPR2プロジェクトに関する現在進行中の調査を含む。
- (4) 2019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、11,373百万ユーロである(*) (建設中の有形固定資産11,122百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産251百万ユーロ)。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422百万ユーロならびに、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611百万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10,340百万ユーロである。2019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64百万ユーロである。

(*) 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)	2018年 12月31日現在 累計額	増加	減少	2019年 12月31日現在 累計額
ソフトウェア	950	257	32	1,175
その他	124	10	4	130
無形資産	1,074	267	36	1,305
土地および建物	7,338	284	46	7,576
原子力発電所	40,379	2,549	1,394	41,534
電力網以外の機械および設備	8,641	537	181	8,997
EDF所有電力網	502	30	-	532
その他	1,061	135	63	1,133
EDF所有有形固定資産	57,921	3,535	1,684	59,772
土地および建物	6,479	146	7	6,618
電力網以外の機械および設備	1,066	31	13	1,084
委譲電力網	1,200	79	15	1,264
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産	8,755	256	35	8,976
建設中の有形資産	177	25	108	94
減価償却費、償却費および減損合計	67,927	4,083	1,863	70,147

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と考えている。

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日の「黄色」および「緑色」規制料金の廃止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EDFの通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2019年12月31日現在5.1%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のベンチマーク・モデルでは、産業戦略に沿って耐用年数が50年に延長されていると仮定している。原子力発電容量は引き続き、フランスのエネルギー移行法に従い、テストにおいて63.2GWの上限に従う。

テストに使用される発電容量収益の仮定は、ベンチマーク・シナリオにおけるシステムのファンダメンタルズ分析に従って、前年度より増加している。2019年度に達成された平均競売価格はKW当たり19.5ユーロであった。

減損テストは、フラマンヴィル3に関する直近の予測（注記2.1.1を参照）を考慮に入れている。当該予測では、予定表を変更して燃料装荷日を2022年度後半に設定し、見積建設費用を、2015年のユーロで、従前の見積額から15億ユーロ増の124億ユーロに更新した。テストは、これらの追加費用の大部分が営業費用に計上される点を考慮に入れている。

減損テストの結果、フランスの発電所群の回収可能価額と帳簿価額との間には、大幅なプラスの差額が示唆された。テスト結果のマージンは、2018年12月31日現在に比して拡大した。これは、2019年度の割引率低下およびキャッシュ・アウトフローのプラスの影響に主に関連した有利な影響が、フラマンヴィル3の費用増加および運転開始の遅延を上回ったことによるものであった。

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、ならびに発電容量収益の仮定を含む。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。2019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ている。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)	2019年12月31日現在 総額	2018年12月31日現在 総額
投資(1)	59,479	59,207
投資に関連する債権	53	51
投資有価証券(2)	22,350	20,790
その他の投資	273	286
CSPE債権(3)	684	2,060
子会社貸付金その他の金融資産(4)	12,026	10,485
金融資産合計、総額	94,865	92,879
投資および関連債権の減損	(578)	(307)
投資有価証券の減損(5)	(220)	(716)
減損合計	(798)	(1,023)
金融資産合計、純額	94,067	91,856

(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40百万ユーロの増加。2019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2,028百万ユーロで計上されている。
- EDF Pulse Croissance Holdingの増資引受（2019年度上半期中における55百万ユーロ）
- EDF Investによる新規投資（注記38.2.5を参照）、主に；
 - ・ C73（米国の太陽光発電所を所有）の増資引受（143百万ユーロ、全額が専用資産に配分された）。
 - ・ C74（米国の風力発電所を所有）の増資引受（123百万ユーロ、一部が専用資産に配分された）。
- 子会社であるDalkia Investissementに対する投資の50%プラス1株（帳簿価額(137)百万ユーロ）のEDFによる2019年12月における売却。

(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2019度に正味売却益619百万ユーロが発生した（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) 2015年12月31日現在の公共電力サービス拠出金（CSPE）累積不足額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。払戻スケジュールに従い2019年度中に受け取った払戻額は利息を含め1,399百万ユーロであった（2018年度1,281百万ユーロ）（注記3.5を参照）。

(4) 2019年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計11,984百万ユーロであり、EDF Internationalに対する7,737百万ユーロ、Dalkiaに対する1,343百万ユーロ、EDF Renewablesに対する1,249百万ユーロ、PEIに対する717百万ユーロおよびEnedisに対する503百万ユーロを含む。

(5) この項目の変動は、主に、2018年度の特に年度末における不利な動向の後の2019年度における金融市場の有利な展開の結果、当年度中に投資有価証券の減損の戻入れを行ったことによる（注記13を参照）。

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	2019年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2018年 12月31日現在 自己資本	2018年度 純利益	2019年度 受取 配当金	2018年度 売上高
I 子会社							
*持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,328	823	38	n.m.
EDF International	25,930	-	100	18,696	(577)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	973	125	88	762
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,111	622	n.m.	-
Société C3	11,196	-	100	11,482	164	156	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,653	254	241	-
EDF Group Support Services	n.m.	-	100	1	n.m.	n.m.	155
CTE	2,705	-	50.1	5,298	171	157	-
C45	99	2	100	100	2	12	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	436	(1)	23	-
C73	143	-	100	-	-	-	-
C74	123	-	100	-	-	-	-
その他の会社	2,033	168	100	1,835	57	105	4
*工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	100	502	(38)	n.m.	2,244
Enedis	2,700	-	100	5,265	596	556	14,396
Framatome	2,028	-	75.5	2,455	98	36	2,026
Edvance	12	-	80	22	13	5	335
その他の国々							
Eosson	14	14	50	124	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	101	3	-	16
Forces Motrices du Châtelôt	n.m.	-	50	7	n.m.	n.m.	4
*その他の企業(GIE EIFER)	129	125	-	-	-	-	-
合計 I	59,285	449				1,417	

n.m.: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	2019年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2018年 12月31日現在 自己資本	2018年度 純利益	2019年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	59,285	449				1,417
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	73	35	257	(14)	-
Dalkia Investissements	63	56	49.9	86	n.m.	-
合計 II.1	193	129				-
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	107	5	n.m.
合計 II.2	1	-				-
合計 II	194	129				-
子会社および投資合計、総額	59,479	578				1,417
子会社および投資合計、純額	58,901					

n.m.: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	20,790	20,136	20,830	22,350	22,246	24,816

2019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22,246百万ユーロから構成されている。

18.5 自己株式の変動

2019年5月16日の株主総会において、期間18か月間の株式買戻プログラムが承認された。このプログラムには、2018年7月2日付決定AMF2018-01において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。

会長兼最高経営責任者は取締役会の委任を受けて、2019年12月23日に、株主総会の承認を受けた当該株式買戻プログラムの下で、流動性契約に当初割り当てられた3,646,913株のEDF株式および2007年従業員割当の対象株式として指定され現在はその目的を終了している50,594株の再割当を進めることを決定した。これに従い、合計3,697,507株が株式消却による減資目的に割り当てられた。

この決定により、2019年12月23日現在の株価を参照して14百万ユーロの自己株式に係る減損が、金融損益に認識された。従って、3,646,913株は、2019年12月31日現在、貸借対照表の「投資有価証券」に純額36百万ユーロで計上されている。

消却予定である50,594株は、2019年12月31日現在、引き続き貸借対照表の「市場性のある有価証券」に純額2百万ユーロで計上されている（注記21を参照）。

(単位：百万ユーロ)	2018年	増加	減少	2019年	2019年	2019年
	12月31日現在 総額			12月31日現在 総額	12月31日現在 の減損	12月31日現在 純額
自己株式	53	99	(91)	61	(14)	47

2019年12月31日現在、「投資有価証券」には合計4,832,344株の自己株式が、純額47百万ユーロで含まれており、そのうち3,646,913株に係る36百万ユーロが株式消却による減資目的に割り当てられている。

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			2019年	2018年
	1年未満	1－5年	5年超	12月31日現在 総額	12月31日現在 総額
投資に関連する債権	4	-	49	53	51
CSPE債権	684	-	-	684	2,060
子会社貸付金およびその他の金融資産	8,319*	2,382	1,325	12,026	10,485
貸付金および投資に関連する債権	9,007	2,382	1,374	12,763	12,596

* EDF Internationalに対する貸付金76億ユーロを含む。これは特に、2023年および2026年に期日が到来する与信枠に係る引出金2件の終了に対応する。これらの引出金は2020年度に更新される予定である。

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			2018年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,332	(4)	8,328	8,486	(6)	8,480
その他の原材料	116	(20)	96	139	-	139
その他の貯蔵品	1,533	(221)	1,312	1,438	(183)	1,255
仕掛品その他の棚卸資産	50	-	50	33	-	33
棚卸資産合計	10,031	(245)	9,786	10,096	(189)	9,907

注記20. その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2019年 12月31日現在 総額	2018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	334	114	246	694	690
－営業債権：					
請求額	2,210	-	-	2,210	2,064
未請求受取債権(1)	13,429	-	-	13,429	13,354
－その他の受取債権(2)	5,479	23	186	5,688	5,676
営業受取債権	21,118	23	186	21,327	21,094
現金性金融商品(3)	783	726	1,163	2,672	2,605
前払費用	295	260	532	1,087	1,449
流動資産合計	22,530	1,123	2,127	25,780	25,838

(1) 2019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3,344百万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1,647百万ユーロ（2018年度783百万ユーロ）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)	2019年12月 31日現在	2018年12月 31日現在	変動
自己株式	2	3	(1)
投資ファンド*	410	2,868	(2,458)
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）	3,318	3,468	(150)
債券	8,206	7,969	237
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	2,757	2,430	327
総額合計	14,693	16,913	(2,220)
引当金	(3)	(52)	49
純額合計	14,690	16,861	(2,171)

* グリーン・ボンドの枠組みに準拠して、EDFは、社会的責任投資ファンド専用資金をEDFグループの適格投資向け資金調達に使用し、手元資金の配分を変更して、運用収益の低下を考慮して投資ファンドに対する投資割合を削減した。

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)	2019年 12月31日現在	2018年 12月31日現在	変動
市場性のある有価証券	14,693	16,913	(2,220)
現金および現金同等物	4,714	4,619	95
貸借対照表資産小計	19,407	21,532	(2,125)
ユーロ建投資ファンド	(410)	(2,868)	2,458
満期3か月超の譲渡性負債商品(ユーロ建)	(1,068)	(2,202)	1,134
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)	(2,250)	(1,266)	(984)
債券	(8,206)	(7,969)	(237)
自己株式	(2)	(3)	1
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(2,757)	(2,430)	(327)
キャッシュ・フロー計算書上の金融資産に含まれる市場性のある有価証券	(14,693)	(16,913)	2,220
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)	(4,794)	(6,182)	1,388
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(*)	(80)	(1,563)	1,483
為替変動の影響の消去			(15)
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			(31)
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(*)			1,437

(*) キャッシュ・フロー計算書を参照。

2018年度以後、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、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

2019年12月31日現在の未実現為替差損は1,305百万ユーロであり、主に、以下を反映している。

- ・ 外貨建債権および債務ならびに通貨ヘッジ手段に係る為替の変動(基本的に米ドルおよび英ポンドによる)に起因する2019年12月31日現在994百万ユーロの未実現損失(2018年12月31日現在767百万ユーロ)。
- ・ 子会社であるEDF Internationalとの内部通貨デリバティブの2019年度における決済。当期中のEDFによる311百万ユーロの支払により決済されたが、ヘッジ対象(外貨建負債)は引き続きEDF SAの貸借対照表に計上されている。プランコンタブルジェネラルに準拠し、第628-11条に規定する対称性の原則を適用して、実現損益は、引き続き未実現為替差損に計上され、ヘッジ対象の残存期間にわたり当該ヘッジ対象に係る損益の会計処理と対称的に費用に振り替えられる。

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
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
2018年度の純利益の配分	-	5	1,103	(1,108)	-	-	-
2019年度の純利益	-	-	-	1,593	-	-	1,593
2019年6月18日の増資	20	431	-	-	-	-	451
配当金の分配	-	-	1	(483)	-	-	(482)
2019年12月17日の増資	27	403	-	-	-	-	430
中間配当	-	-	(458)	-	-	-	(458)
その他の変動	-	1	1	-	(7)	(121)	(126)
2019年12月31日現在	1,552	20,334	7,547	1,593	159	5,935	37,120

24.1 資本金

2019年12月31日現在のEDFの資本金は1,551,810,543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3,103,621,086株から成っている。資本金のうち83.58%はフランス政府、14.92%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.34%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.16%はEDFが自己株式として所有している。

2019年6月、2018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、40,701,950株の新株発行を受けて資本金が20百万ユーロ増加し、発行プレミアム431百万ユーロを計上した。当該取引の法律上の手続は、2019年6月に完了した。

2019年12月、2019年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、52,651,460株の新株発行を受けて資本金が27百万ユーロ増加し、発行プレミアム403百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

24.2 配当

2019年5月16日の株主総会において、2018年度について1株当たり0.31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0.341ユーロである。

中間配当（1株当たり0.15ユーロ）は2018年12月10日に現金の形態により支払われたため、2018年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.16ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.191ユーロとなった。この未払配当残額は2019年6月18日に支払われた。

フランス政府は、2018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。

2018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残額は31百万ユーロであった。

2019年11月19日にEDFの取締役会は、2019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458百万ユーロで、2019年12月17日に新株（株式による配当）または現金の形態により支払われた。

フランス政府は、2019年度について株式による中間配当を選択した。

2019年度について株式による中間配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は27百万ユーロであった。

注記25. 追加的自己資本

2019年12月31日現在、追加的自己資本は純額9,781百万ユーロであり、以下のものから構成されている。

- ・ 2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ4,569百万ユーロおよび3,466百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2018年9月にEDFが発行した1,250百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2019年11月にEDFが発行した496百万ユーロの永久劣後債（額面500百万ユーロ、4百万ユーロの償還プレミアム控除後）（注記2.2.2を参照）。

この純額には、為替変動の影響、償還プレミアムおよび関連する償却額が含まれている。

永久劣後債の持参人に対する支払額は、2019年12月31日現在合計549百万ユーロである（2018年12月31日現在551百万ユーロ）。この費用は「ヘッジ後の長期金融負債に係る費用」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	1,250	ユーロ	12年	5.38%
01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.00%
01/2013	2,098	米ドル	10年	5.25%
01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
01/2014	267	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%
11/2019	500	ユーロ	8年	3.00%

注記26. 特別委譲負債

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
資産の現物評価額	106	108
再評価差額	815	840
追加減価償却額	280	240
水力発電委譲資産に対する権利	1,201	1,188
資産の現物評価額	1,839	1,746
運営者による供与資金の未償却分	(1,157)	(1,073)
委譲者による供与資金の償却	344	332
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	7	6
公共配電委譲資産に対する権利*	1,033	1,011
特別委譲負債合計	2,234	2,199

* 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)	2018年12月 31日現在	増加		減少			その他	2019年12月 31日現在
		営業(3)	金融	使用(1)(3)	戻入(3)	金融		
未実現為替差損引当金(2)	767	-	108	-	-	(107)	-	768
契約損失引当金	1,446	427	39	(285)	(11)	-	-	1,616
その他リスク引当金	331	229	-	(216)	(40)	-	-	304
リスク引当金	2,544	656	147	(501)	(51)	(107)	-	2,688

(1) 契約損失引当金の減少285百万ユーロは主に、Dunkerque LNGとの長期契約に関係している（184百万ユーロ）。

(2) 2019年12月31日現在の未実現為替差損引当金768百万ユーロは主に、ハイブリッド債に係る損失に関係している。

(3) 注記6および11.2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、長期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)	2018年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(2)	2019年 12月31日現在
		営業(3)	財務(1)	使用(3)	戻入(3)		
使用済燃料管理引当金	10,698	535	515	(823)	(67)	(35)	10,823
廃棄物除去および調整引当金	751	29	36	(29)	-	18	805
放射性廃棄物長期管理引当金	9,846	160	650	(232)	-	107	10,531
核サイクル終了引当金	21,295	724	1,201	(1,084)	(67)	90	22,159
原子力発電所廃炉引当金	15,985	105	694	(141)	-	294	16,937
炉心核燃料引当金	2,526	-	97	-	-	1	2,624
廃炉および炉心核燃料引当金	18,511	105	791	(141)	-	295	19,561
原子力発電関連引当金	39,806	829	1,992	(1,225)	(67)	385	41,720

- (1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,543百万ユーロ、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2019年度の実質割引率の変更による影響(449百万ユーロ)(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、関連資産がある引当金に関する2019年12月31日現在の実質割引率の変更による影響(361百万ユーロ)を含む。
- (3) 注記6および11.2を参照。

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。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含んでいる。

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ていた）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。その目標は、再利用を一部の900MWユニットで開始し、その後、一部の1,300MWユニットで開始することである。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。2019年度にEDFは、当該契約を参照して発電所の準備の状況を引き続き監視した。

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（759百万ユーロ）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リスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。この引当金に関連して専用資産が保有されている（注記38.2.4を参照）。

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）および試運転認可申請の審査に必要な書類に追記されている。ICEDAは、2020年度上半期に運転を開始する見込みである。

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、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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	1,561	1,278
長寿命低レベル廃棄物	330	292

長寿命中高レベル廃棄物	8,640	8,276
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	9,846

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、既存の貯蔵センターの運営に関する運送者、Cyclife France（廃棄物処理について）およびANDRAとの現在の契約に基づいて査定される。2019年度に、過去の廃棄物除去の時系列分析と将来の量に関するより優れた特性解析を基礎とした長期予測を適用して、費用および在庫の仮定が更新された。見積費用の更新に係る作業の影響により、引当金が206百万ユーロ増加した（損益計算書に131百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

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年度の期間の国家計画（PNGMDR）の下で更なる調査が計画されている。さらに、すべての長寿命低レベル放射性廃棄物の管理に関する全般的な業界戦略が、当該国家計画の下での最終確定に先立ち、現在検証されている最中である。

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。

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た。この意見には、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要請が含まれていた。現在の瀝青廃棄物の管理について報告書を作成する目的で2018年9月にDGECにより任命された専門家集団は、2019年9月に、多様な選択肢が実施可能である（貯蔵ないし中和化）と結論付けたが、最も適切な選択肢を識別するためには研究を継続することが重要であることを強調した。

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）の開発申請は現在、2020年度に行われる予定となっており、認可の取得もこれに対応して延期されている。工業上のパイロット・フェーズが2030年度に延期された後、産出業者は現在、依然として2031年に最初の廃棄物パッケージを受け入れるとの仮説に基づいて取り組んでいる。従って、引当金は当該スケジュール変更の影響を受けていない。

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殊性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有のリスクを伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験は、現在稼働中の原子力発電所(「第2世代」発電所)の将来の廃炉に関する調査および見積りを可能な限り頑健にするであろう。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、好機とリスクの両方、特に規模の効果に関連するリスクを含んでいる。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

フェッセンハイムの予備的解体計画および第4回定期レビュー(RP4)に関する方向性は、2018年7月にASNに提出された。連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)のリスク軽減に関するより詳細な研究報告とともに、2018年度後半に最終化された。2019年度の研究は、解体およびRP4の文書を2020年度半ばに提出することを目標に、解体計画の作成に重点を置いた。

2019年9月30日に、EDFは、環境連帯移行大臣およびASNに対し、原子炉1号機について2020年2月22日、原子炉2号機について2020年6月30日に予定されているフェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止承認依頼申請および永久閉鎖宣言を提出した(注記2.1.4を参照)。

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)	2018年度	増加		減少	その他の 変動(2)	2019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	12,480	2	488	(20)	294	13,244
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,505	103	206	(121)	-	3,693
原子力発電所廃炉引当金合計	15,985	105	694	(141)	294	16,937

(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、1,300MW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。

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、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年度以後の見直しの結果、重要な修正は生じていない。

超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金の対象範囲には、2019年度に運転を開始したバックアップ・ディーゼル設備および制御棒クラスタ案内管処理装置の撤去費用が含まれる。その結果、当該引当金は43百万ユーロ増加した。

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の影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、請負業者の見積価格は、それにより生じたコストに起因して増加する見込みである。

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。

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年度以後、この年次見直しの結果、重要な修正は生じていない。

2015年度の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。

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）の解体予定表に関しては合意に達したが、他の5基の原子炉の解体予定表に関しては議論が続けられた。EDFの提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、他の5基をほぼ同時に解体する前に、経験に基づく重要な修正を見越している。2019年2月12日にEDFは、EDFが選択した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員会に提示した。その後、ASNは、解体作業の規制上の認可申請および当該申請に含めるべき解体予定表の提出期限を設定する決定案を公表し、同案は2019年7月から11月の間、公開協議に付された。当該決定案において、ASNは、求められる作業が複雑であり、EDFが提案したリスク管理戦略（工業的実証、最初の原子炉の重要な経験）に正当性があることを認めた。ただしASNは、同種世界初の原子炉の後の原子炉5基に係る作業を若干前倒しして2055年以前に開始することを要請している。

この協議は現在終了しており、その結果は基本的に決定案の内容に疑義を呈するものではない。

当該ASNの決定案を考慮して、原子力引当金は、2019年度に合計108百万ユーロ（純損益を通じて）積み増しされた。このうち77百万ユーロは永久に閉鎖された原子力発電所に関する廃炉引当金、31百万ユーロは放射性廃棄物長期管理引当金（長寿命低レベル廃棄物、超低レベルおよび低中レベル廃棄物）であった。最終決定は2020年度に公表される見込みである。

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 割引率およびインフレ率

割引率およびインフレ率の計算

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。

2018年12月31日までは、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た。2019年度からは、下落傾向の予測により短期のコンセンサス予想による予測の適切性が低下したことから、使用されたインフレ率は、インフレ・スワップから推測された。

長期のインフレ率を必要とする原子力債務の長期性およびスワップの日付によるボラティリティを考慮して、2019年12月31日現在の仮定上の平均インフレ率は1.4%（2018年12月31日現在1.5%）とされている。

この結果、算定された割引率は、2019年12月31日現在、インフレ率を1.4%と仮定して、3.7%であり（2018年12月31日現在インフレ率1.5%として3.9%）、従って、実質割引率は2019年12月31日現在2.3%（2018年12月31日現在2.4%）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、2019年12月31日現在3.8%（3.75%の端数切上げにより3.8%）であった（2018年12月31日現在4.0%）。

2019年12月31日現在で使用された割引率は、3.7%である。

2020年2月12日付書簡により、環境連帯移行大臣および経済財務大臣は、原子力費用の資金確保に関する一定の規制を変更する旨の決定を、EDFに通知した。

- ・ 割引率の規制上の制限は実数値で表示され、欧州保険企業年金監督局が発表する該当日現在の最終的フォワード・レートに150ベース・ポイントを加算した率に対応する。この変更は、開始時の実質率を2.3%として、2020年1月1日から5年間にわたり定額法により段階的に導入される。
- ・ 仮定の変更が引当金に与えた影響を緩和するために、100%から110%の補填率を規定する資産保有義務が取り消され、上限値（その超過分につき当該資産の引出しが可能となる）が110%から120%に引き上げられる。ただし、2018年度に係る残存義務（797百万ユーロ）は依然として適用される。2019年度に係る配分は要求されない。
- ・ 補填不足の場合の行政当局による必要な措置の制限期間は、不足が記録された事業年度の末日から3年であったのが、5年に延長される。

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)	2019年度		2018年度	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	19,455	10,823	18,737	10,698
廃棄物除去および調整	1,243	805	1,194	751
放射性廃棄物長期管理	32,372	10,531	30,970	9,846
核サイクル終了費用	53,070	22,159	50,901	21,295
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	21,134	13,244	20,755	12,480
閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	6,428	3,693	6,576	3,505
炉心核燃料引当金	4,331	2,624	4,346	2,526
廃炉および炉心核燃料費用	31,893	19,561	31,677	18,511

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	
		2019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	10,823	(228)	249	196	(215)
-廃棄物除去および調整	805	(25)	27	16	(17)
-放射性廃棄物長期管理	10,531	(659)	750	554	(636)
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	13,244	(506)	529	7	(7)
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,693	(139)	150	139	(150)
-炉心核燃料	2,624	(88)	94	-	-
合計	41,720	(1,645)	1,799	912	(1,025)

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。

2019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費用見積りを反映しており、発電所用地の原状復帰費用を含んでいる。

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)	2018年 12月31日現在	増加		減少		2019年 12月31日現在
		営業 (1)(4)	金融	営業 (2)(4)	金融(3)	
雇用後給付引当金	10,304	534	592	(748)	(271)	10,411
長期給付引当金	936	140	21	(78)	-	1,019
従業員給付引当金	11,240	674	613	(826)	(271)	11,430

(1) 過去勤務費用409百万ユーロ、数理計算上の損失の償却255百万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(802)百万ユーロおよび数理計算上の利益(23)百万ユーロを含む。

(3) 制度資産の期待運用収益である。

(4) 注記6および11.2を参照。

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
2018年12月31日現在残高	26,897	(10,913)	15,984	(39)	(4,705)	11,240
2019年度純費用	1,023	(271)	752	10	231	993
未認識数理計算上の損益	3,887	(1,596)	2,291	-	(2,291)	-
制度への拠出	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(1,268)	465	(803)	-	-	(803)
2019年12月31日現在残高	30,539	(12,315)	18,224	(29)	(6,765)	11,430

2019年度に発生した債務に係る数理計算上の損益は3,887百万ユーロであり、主に、割引率およびインフレ率の変動（4,244百万ユーロ）、2020年度向け社会保障制度基金に関する法律の影響（(267)百万ユーロ）、賃金法の更新（(125)百万ユーロ）ならびに実績による調整16百万ユーロに関連している。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
当期勤務費用(1)	409	529
利息費用（割引の影響）	614	574
制度資産の期待運用収益	(271)	(267)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	99	241
数理計算上の損益の変動－長期給付	132	(16)
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	993	1,071
うち：		
営業費用(2)	651	764
金融費用	342	307

- (1) 2018年度と比較した当期勤務費用の減少は、基本的に、昇給率の低下（-0.1%）および割引率の上昇（+0.4%）をはじめとする数理計算上の仮定の変更によるものである。
- (2) 2019年度のこの金額は主に、営業引当金の増加674百万ユーロから数理計算上の損益の戻入((23)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)	2018年 12月31日現在	増加		減少		2019年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金	10,304	534	592	(748)	(271)	10,411
内訳：						
年金	7,358	293	456	(590)	(260)	7,257
CNIEG費用	453	7	10	(13)	-	457
現物給付（エネルギー）	1,888	157	95	(122)	-	2,018
退職慰労金	(5)	36	13	(1)	(11)	32
その他の給付	611	41	18	(22)	-	648

(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
2019年12月31日現在の雇用後給付引当金	29,519	(12,314)	(29)	(6,765)	10,411
内訳：					
-年金	22,576	(11,764)	-	(3,556)	7,257
-CNIEG費用	457	-	-	-	457
-現物給付（エネルギー）	4,847	-	-	(2,829)	2,018
-退職慰労金	602	(534)	(13)	(23)	32
-その他の給付	1,037	(16)	(16)	(357)	648

(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

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)	2018年 12月31日現在	増加		減少	2019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	936	140	21	(78)	1,019
内訳：					
業務上の事故または疾病に係る年金	799	122	18	(69)	870
長期勤続報奨	118	15	3	(7)	129
その他	19	3	-	(2)	20

30.3 制度資産

2019年12月31日現在、制度資産は12,314百万ユーロ（2018年12月31日現在10,913百万ユーロ）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（11,764百万ユーロ）および退職慰労金（534百万ユーロ）填補のために配分された。

制度資産の価額は、当年度中において、主に債券市場をはじめとする金融市場における有利な変動に起因して増加した。

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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
制度資産合計	12,314	10,913
特別年金給付向け資産	11,764	10,402
(%)		
株式	31%	27%
債券および貨幣性商品	69%	73%
退職慰労金向け資産	534	496
(%)		
株式	34%	27%
債券および貨幣性商品	66%	73%
その他の給付向け資産	16	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2019年12月31日現在1.30%（2018年12月31日現在2.30%）である。
- インフレ率は2019年12月31日現在1.30%（2018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19.5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2019年度2.55%（2018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2019年度2.21%（2018年度1.99%）である。

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適切な期間に基づいて、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。割引率の大幅な低下（100bp）は、基本的に、2019年度中に観察されたリスクフリー・レートの下落に関係している。

2018年12月31日までは、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た。2019年度からは、下落傾向の予測により短期のコンセンサス予想による予測の適切性が低下したことから、使用されたインフレ率は、インフレ・スワップから推測された。

債務は、年齢グループおよび従業員区分別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、予測される全職歴についてインフレ率を含め2.4%である。

債務の算定に使用される賃金法は、2010年-2012年の期間にわたり観察された変動（予想長期昇給率の低下を反映するための係数による調整後）に代えて2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給率（非反復的影響を調整後）を適用することにより、2019年度に更新された。この更新は、債務の評価に重要な影響を与えなかった。

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）制度の特異性に関して調整後のINSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）に基づいている。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2018年	営業による 増加	減少		その他	2019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	83	69	(66)	(2)	-	84
委譲運営資産の取替	268	11	-	(1)	(6)	272
その他の費用	515	193	(178)	(14)	-	516
その他の費用引当金	866	273	(244)	(17)	(6)	872

注記32. 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2019年 12月31日 現在総額	2018年 12月31日 現在総額
	1年未満	1－5年	5年超		
負債					
社債	3,781	11,081	35,710	50,572	50,068
金融機関からの借入債務	-	-	1,289	1,289	1,154
その他の借入債務	1,833	7	5	1,845	2,011
その他の金融負債：					
－消費財に係る前受金	1	5	20	26	26
－その他	1,439	-	-	1,439	1,385
金融負債（注記33を参照）	7,054	11,093	37,024	55,171	54,644
前受金および未成業務受入金(1)	7,050	-	-	7,050	7,134
営業債務および関連勘定	7,572	108	40	7,720	7,447
税金および社会保障費負債(2)	8,357	-	-	8,357	8,157
固定資産関連負債および関連勘定	2,172	-	-	2,172	2,670
その他の負債(3)	14,072	1	-	14,073	14,955
営業、投資およびその他の負債	32,173	109	40	32,322	33,229
現金性金融商品	3,136	640	611	4,387	3,462
繰延収益(4)	610	915	1,587	3,112	3,116
負債合計	50,023	12,757	39,262	102,042	101,585

- (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、2019年12月31日現在6,719百万ユーロ（2018年12月31日現在6,827百万ユーロ）を含む。
- (2) 2019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CSPE1,463百万ユーロ（2018年度1,521百万ユーロ）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、引受および現金管理契約の金額。
- (4) 2019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1,710百万ユーロ（2018年度1,663百万ユーロ）から成る。長期契約に係る繰延収益にはまた、Exelium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)	2018年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2019年 12月31日 現在
ユーロ建社債	1,013	-	(181)	-	-	832
その他の通貨建社債	16,329	-	(2,860)	295	-	13,764
ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN) (1)	19,983	1,250	(300)	-	-	20,933
その他の通貨建ユーロ中期ノート (EMTN) (2)	12,743	1,814	-	486	-	15,043
社債	50,068	3,064	(3,341)	781	-	50,572
ユーロ建長期借入金	1,154	250	(115)	-	-	1,289
金融機関からの借入債務	1,154	250	(115)	-	-	1,289
譲渡性負債商品 (ユーロ建) (3)	955	-	(170)	-	-	785
譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (3)	1,041	5	-	-	-	1,046
契約上の金融借入債務	15	1	(2)	-	-	14
その他の借入債務	2,011	6	(172)	-	-	1,845
借入債務合計	53,233	3,320	(3,628)	781	-	53,706
消費財に係る前受金	26	-	-	-	-	26
その他の前受金(4)	108	18	(11)	-	338	453
銀行当座借越	184	-	-	-	(162)	22
繰延銀行借方勘定	29	-	-	-	(13)	16
未払利息	1,064	-	-	-	(116)	948
その他の金融負債合計	1,385	18	(11)	-	47	1,439
金融負債合計	54,644	3,338	(3,639)	781	47	55,171

(1) 2019年12月2日にEDFは、12.5億ユーロの優先債発行を開始した（注記2.2.4を参照）。

(2) 2019年11月27日にEDFは、20億米ドルの優先債発行を開始した（注記2.2.4を参照）。

(3) 返済額控除後の発行額。

(4) 2020年1月29日に（既存のハイブリッド債数本に関連する買入償還申し出の一環として）EDFがその償還オプションを行使した2020年リセット永久劣後ノートに関連する338百万ユーロを含む。これは2019年12月31日現在、その他の金融負債に分類されている。

社債の償還は合計3,341百万ユーロであり、期日の到来したユーロ建およびその他の通貨建の社債に関するものである。

33.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

(単位： 百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造				手段の影響		ヘッジ後の負債構造			
	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)
合計I. ユーロ		23,853		44		24,699		48,552		90
CHF	550	507	2	1	(550)	(507)	-	-	-	-
GBP	7,385	8,680	29	16	(3,000)	(3,526)	4,385	5,154	100	10
HKD	2,416	276	1	1	(2,416)	(276)	-	-	-	-
JPY	137,000	1,124	4	2	(137,000)	(1,124)	-	-	-	-
NOK	1,000	101	-	-	(1,000)	(101)	-	-	-	-
USD	21,530	19,165	64	36	(21,530)	(19,165)	-	-	-	-
合計II ユーロ 以外		29,853	100	56		(24,699)		5,154	100	10
合計I+II		53,706		100		-		53,706		100

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記35.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

33.2 ヘッジ前後の金利種類別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造			手段の影響	ヘッジ後の負債構造		
	合計	2019年12月 31日現在 (%)	2018年12月 31日現在 (%)		合計	2019年12月 31日現在 (%)	2018年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	51,312			(23,632)	27,680		
短期借入債務	1,845			-	1,845		
固定金利での借入債務	53,157	99	99	(23,632)	29,525	55	55
長期借入債務およびEMTN	549			23,632	24,181		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	549	1	1	23,632	24,181	45	45
合計	53,706	100	100	-	53,706	100	100

注記34. 未実現為替差益

2019年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益219百万ユーロ（2018年12月31日現在296百万ユーロ）であり、このうち26百万ユーロは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)	2019年12月31日現在		2018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	8,239	8,239	7,140	7,140
USD	3,294	3,294	2,795	2,795
GBP	3,661	3,661	4,845	4,845
JPY	-	-	-	-
小計	15,194	15,194	14,780	14,780
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	29,756	24,095	22,438	22,982
CAD	205	305	325	190
USD	17,681	21,333	15,431	16,868
GBP	5,800	6,579	7,534	5,290
CHF	958	1,177	517	196
HUF	-	-	1	1
ILS	273	273	153	153
PLN	343	389	259	305
JPY	96	857	294	955
CNY	2	2	13	13
MXN	106	105	84	84
その他の通貨	568	568	110	110
長期通貨スワップ				
BRL	-	19	-	-
EUR	5,308	35,013	8,578	38,230
JPY	1,124	65	1,089	-
USD	20,985	3,128	24,284	3,995
GBP	13,035	2,234	12,001	4,358
CHF	507	-	488	444
ILS	93	93	89	89
PLN	14	10	9	5
NOK	101	-	100	-
MXN	-	12	-	11
HKD	276	-	269	-
小計	97,231	96,257	94,066	94,279
3－証券化スワップ	135	135	194	194
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	112,560	111,586	110,176	110,533
5－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	2	2	4	4
石油製品（千バレル）	6,767	6,767	7,252	7,252

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2019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)	2019年度	2018年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品*	160	114
為替商品	239	156
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	735	647
為替商品	359	172

* 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2019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	146	2,241
外国為替ヘッジ		
－為替予約取引および通貨スワップ	(20)	38
－クロス・カレンシー・スワップ	1,190	906
コモディティ・ヘッジ		
－石炭	-	39
－石油製品	-	2
合計	1,316	3,226

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

2019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				2019年	2018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)	12,807	18,845	11,904	11,169	54,725	53,865
営業コミットメント	6,008	13,509	10,936	7,489	37,942	40,081
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	3,034	10,405	8,352	7,290	29,081	32,232
その他の営業コミットメント	2,974	3,104	2,584	199	8,861	7,849
投資コミットメント	3,049	3,959	459	173	7,640	6,902
資金供与コミットメント	3,750	1,377	509	3,507	9,143	6,882
オフバランスシート・コミットメント(受取)	2,238	9,955	602	258	13,053	13,268
営業コミットメント	1,234	888	602	258	2,982	2,941
投資コミットメント	-	-	-	-	-	31
資金供与コミットメント	1,004	9,067	-	-	10,071	10,296

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。

2019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				2019年	2018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	1,346	3,607	3,353	4,363	12,669	14,492
核燃料購入	1,688	6,798	4,999	2,927	16,412	17,740
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	3,034	10,405	8,352	7,290	29,081	32,232

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によって相殺される。これらの購入義務の2019年度の合計は57TWh（2018年度は53TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2018年度は7TWh）、風力発電に係るもの30TWh（2018年度は26TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2018年度は9TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2018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。

2019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増加は主として省エネ証書およびリース・コミットメントに関連している。

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増加は主としてフラマンヴィル3 EPRに関連している。

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、2019年度は主にEDF Internationalに対する3,505百万ユーロ、EDF Tradingに対する2,060百万ユーロ、EDF Energyに対する986百万ユーロ、Enedisに対する800百万ユーロ、Edisonに対する799百万ユーロおよびEDF Renouvelablesに対する481百万ユーロである。

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のものから構成される。

- 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。
- ・ フランスのエネルギーおよび気候法の施行により、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150TWh（2020年1月1日以降）を上限とする電力を対象としている。ただし、環境連帯移行省は、2020年度についてARENH価格ないし量の変更を行わない旨を発表した。

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、毎期約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37. 偶発債務

税務調査

2008年度から2017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、2019年12月31日現在では、法人所得税における約556百万ユーロの累積的財務リスクに相当する。2017年度および2019年度に下された2件の判決において、モントルイユ行政裁判所は、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。当該大臣は当該2件の判決に対して控訴した。2020年1月にヴェルサイユ行政裁判所は、2008年度についてEDFの立場を支持した。

2012年度から2017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。

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。

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。2016年12月19日付政令は、条件を満たすことを前提に、RTEの資本金の100%を保有するCTE株式を、2017年12月31日から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）

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。

EDFは、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 SAの「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3.5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）。

2019年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産6,080百万ユーロを含む合計6,498百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、具体的には以下のもの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%。2019年12月31日現在、当該株式の金額は2,926百万ユーロである（2018年12月31日現在2,738百万ユーロ）。
- ・ 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、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）ならびに米国の太陽光発電所（Catalina Solar、Switch）および風力発電所（MiRose、Red Pine）所有会社に対する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。

2019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)	2019年12月31日現在		2018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	2,926	2,705	2,738
その他の投資有価証券(2)	22,246	24,816	20,136	20,830
その他の金融投資	2,623	2,965	2,156	2,385
専用資産 - 投資	27,574	30,707	24,997	25,953
市場性のある有価証券	192	192		
専用資産 - 市場性のある有価証券	192	192		
CSPE債権(3)	684	688	2,060	2,080
ヘッジ前専用資産合計	28,450	31,587	27,057	28,033
ヘッジ手段およびその他(2)	(5)	37	(369)	(344)
ヘッジ後専用資産合計(4)	28,445	31,624	26,688	27,689

- (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2019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。
- (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) 2018年ないし2019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

2019年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の105.5%が専用資産によって填補されていた。2019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。

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）による影響はなかった。

2019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442百万ユーロ（2018年度403百万ユーロ）であった。

長期原子力引当金の算定に使用された仮定の変動（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った。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。この結果、2019年度の専用資産への配分は、実現可能価額にして合計540百万ユーロ（2018年度387百万ユーロ）であり（注記38.2.5を参照）、現金ではなく株式の形態によった。2020年1月1日現在、2018年度に係る規制上の配分の未配分額は797百万ユーロである。2020年2月12日に受け取った書簡に従い（注記28.5.1を参照）、この配分は2020年度に行わなければならないが、2019年度に係る配分は要求されない。

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2019年のユーロで）。

- 放射性廃棄物長期管理引当金の15%

- ・ 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2019年のユーロで）。

- ・ 放射性廃棄物長期管理引当金の37%
- ・ 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)	2019年12月31日現在	2018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	1,152	1,067
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	9,846
廃棄物除去および調整引当金	805	751
原子力発電所廃炉引当金	16,937	15,985
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	550	518
長期原子力債務の現在原価	29,975	28,167

38.2.5 2019年度の専用資産の変動

非上場資産の割合を4分の1から3分の1へ増加させた、専用資産に係る新たな戦略的配分の下で、2018年12月にEDF SA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EDF Investの専用資産に配分された。残りは2019年度に配分された。2019年12月に、EDF SAは、米国の太陽光発電所(Catalina Solar、Switch)および風力発電所(MiRose、Red Pine)に対する投資をEDF Renewables USから取得し、この投資の一部が2019年度中に、EDF Invest下位企業集団の専用資産に配分された。2019年度に専用資産に配分された資産の実現可能価額は、合計540百万ユーロである。

2019年12月31日現在、専用資産全体の運用成績は1,857百万ユーロを記録し、その内訳は金融損益1,238百万ユーロおよび臨時損益619百万ユーロであった。これは主に、受取利息および配当金(823百万ユーロ)、有利な市場動向に起因する債券および投資に係る引当金の戻入(433百万ユーロ)、ならびに投資有価証券売却益(619百万ユーロ)によるものである。

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						
ATMEA	133	-	-	-	-	-
CTE (IHC25)	-	251	-	158	-	-
Framatome	-	114	-	421	-	-
EDF Energy	-	83	-	112	-	2
EDF Renouvelables	1,249	-	-	-	-	10
EDF International	7,737	-	-	-	-	142
EDF Trading	-	1,237	-	1,212	-	5
Edison	-	-	-	-	-	2
Enedis	503	111	-	1,796	-	5
Dalkia France	1,343	-	-	128	-	34
Groupe PEI	717	-	-	66	-	16
Luminus	56	-	-	-	-	1
Edvance	-	55	-	-	-	-
EDF Pulse Croissance Holding	60	-	-	-	-	-
Citelum	81	-	-	-	-	2
流動勘定(2)				1,762		
子会社の流動性に関す る契約への投資			1,091		(11)	
子会社とのグループ 現金管理契約(3)			9,450		(3)	
連結納税契約				1,260		

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Sofiloに関する533百万ユーロおよびEnedisに関する443百万ユーロを含む。

(3) C3に関する3,614百万ユーロ、EDF Tradingに関する1,629百万ユーロおよびEDF Développement Environnementに関する837百万ユーロを含む。

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、2019年12月31日現在EDFの資本の83.58%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。

39.2.2 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：Orano Miningの契約
- ・ フッ素化：Orano Cycleの契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Cycleの契約

ヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画に関連して、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. 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（給料ならびに、雇用者拠出分を除くすべての形態の給付）は、2018年度および2019年度において以下の通りであった。

（単位：ユーロ）	2019年度	2018年度
会長兼最高経営責任者(1)	453,660	452,868
取締役(2)	440,000	429,248

- (1) 2019年2月14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、2019年度についても2018年度と同額の450,000ユーロに維持することを決定した。
- (2) 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を500,000ユーロに設定する旨の取締役会の提案が承認された。2019年2月15日の会議において取締役会は、適用される配分規則に従い、総額440,000ユーロを取締役に支払うことを決定した。

注記41. 後発事象

期末日後、重要な事象は発生していない。

[次へ](#)

6. États financiers

Comptes consolidés

6.1 Comptes consolidés

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 7 mai 2020.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	7	71 317	68 546
Achats de combustible et d'énergie	8	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	9	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	10	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	11	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation		16 708	14 898
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	13	642	(224)
Dotations aux amortissements		(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	15	(185)	(105)
Résultat d'exploitation		6 760	5 454
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	16.2	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	16.3	4 606	378
Résultat financier	16	(361)	(4 798)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		6 399	656
Impôts sur les résultats	17	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	26	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	19	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		5 182	1 191
Dont résultat net – part du Groupe		5 155	1 177
Résultat net des activités poursuivies		5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession		(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		27	14
Activités poursuivies		39	19
Activités en cours de cession		(12)	(5)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	20		
Résultat par action		1,50	0,20
Résultat dilué par action		1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies		1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,65	0,27

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée).

Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3.

État du résultat global consolidé

	2019 ⁽¹⁾			2018		
	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	5 155	27	5 182	1 177	14	1 191
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	818	(55)	763	34	(19)	15
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(367)	2	(365)	(89)	-	(89)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	2	-	2	(7)	-	(7)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	453	(53)	400	(62)	(19)	(81)
Écarts de conversion des entités contrôlées	732	357	1 089	(38)	(79)	(117)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	90	-	90	117	-	117
Écarts de conversion	822	357	1 179	79	(79)	-
Juste valeur des titres de dettes – variation brute ⁽³⁾	293	-	293	(115)	-	(115)
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	(93)	-	(93)	42	-	42
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	5	-	5	(1)	-	(1)
Variation de juste valeur des titres de dettes	205	-	205	(74)	-	(74)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	1 480	304	1 784	(57)	(98)	(155)
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	(22)	-	(22)	(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 coentreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	(22)	-	(22)	(37)	-	(37)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽³⁾	(2 501)	39	(2 462)	3 141	11	3 152
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(62)	(7)	(69)	(309)	(1)	(310)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(153)	-	(153)	69	-	69
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(2 716)	32	(2 684)	2 901	10	2 911
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	(2 738)	32	(2 706)	2 864	10	2 874
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(1 258)	336	(922)	2 807	(88)	2 719
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	3 897	363	4 260	3 984	(74)	3 910
Dont résultat global des activités poursuivies	4 337	375	4 712	4 191	(69)	4 122
Dont résultat global des activités en cours de cession	(440)	(12)	(452)	(207)	(5)	(212)

(1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) 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 39.2 et 44.4.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 34.1.2.

6. États financiers

Comptes consolidés

Bilan consolidé

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019*	31/12/2018
Goodwill	21	10 623	10 195
Autres actifs incorporels	22	9 350	9 918
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	23	58 413	56 515
Immobilisations en concessions des autres activités	24	6 860	7 339
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	25	89 099	78 252
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	26	6 414	8 287
Actifs financiers non courants	39	46 219	37 104
Autres débiteurs non courants	29	1 930	1 796
Impôts différés actifs	17.3	557	978
Actif non courant		229 465	210 384
Stocks	27	14 049	14 227
Clients et comptes rattachés	28	15 606	15 910
Actifs financiers courants	39	29 401	31 143
Actifs d'impôts courants		286	869
Autres débiteurs courants	29	6 881	7 346
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40	3 934	3 290
Actif courant		70 157	72 785
Actifs détenus en vue de leur vente	46	3 662	-
TOTAL DE L'ACTIF		303 284	283 169

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019*	31/12/2018
Capital	30	1 552	1 505
Réserves et résultats consolidés		44 914	42 964
Capitaux propres – part du Groupe		46 466	44 469
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	30.5	9 324	8 177
Total des capitaux propres	30	55 790	52 646
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	31	55 583	49 204
Autres provisions pour déconstruction	31	1 573	2 033
Provisions pour avantages du personnel	34	20 539	17 627
Autres provisions	31	3 065	2 908
Provisions non courantes	31	80 760	71 772
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	36	47 465	46 924
Passifs financiers non courants	41	57 002	52 129
Autres créditeurs non courants	38	4 928	4 896
Impôts différés passifs	17.3	2 295	1 987
Passif non courant		192 450	177 708
Provisions courantes	31	5 556	6 010
Fournisseurs et comptes rattachés	37	12 867	13 421
Passifs financiers courants	41	18 535	17 167
Dettes d'impôts courants		433	205
Autres créditeurs courants	38	16 610	16 012
Passif courant		54 001	52 815
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		303 284	283 169

* Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt		5 983	473
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession		(416)	(183)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		6 399	656
Pertes de valeur (reprises)		403	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 328	12 957
Produits et charges financiers		97	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		349	387
Plus ou moins-values de cession		(508)	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	47.1	452	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		15 520	14 464
Frais financiers nets décaissés		(798)	(1 048)
Impôts sur le résultat payés		(922)	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		13 800	13 107
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		222	257
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		14 022	13 364
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(456)	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		293	1 261
Investissements incorporels et corporels	47.2	(16 709)	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		94	571
Variations d'actifs financiers		1 294	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(15 484)	(17 029)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		(166)	(136)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(15 650)	(17 165)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		1 055	1 548
Dividendes versés par EDF	30.3	(58)	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(155)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(14)	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		828	851
Émissions d'emprunts		9 080	5 711
Remboursements d'emprunts		(6 976)	(2 724)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.3.2	493	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.3.3	(1 280)	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	30.4	(589)	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		143	131
Subventions d'investissement reçues		543	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		1 414	2 799
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		2 242	3 650
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		(19)	(120)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		2 223	3 530
Flux de trésorerie des activités poursuivies		558	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		37	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		595	(271)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		3 290	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		595	(271)
Incidence des variations de change		(5)	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	13
Incidence des reclassements		37	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	40	3 934	3 290

- (1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retravaillées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).
- (2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retravaillées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).
- (3) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2019, un montant de 968 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (743 millions d'euros au 31 décembre 2018). Comprend également en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.5.1).

6. États financiers

Comptes consolidés

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2019 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 RETRAITÉS D'IFRS 9 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	-	-	19	(136)	2 964	2 960	(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 titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Émissions/rachats TSDI	-	-	-	-	(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 ⁽⁴⁾	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2018	1 505	(56)	215	(1 856)	44 661	44 469	8 177	52 646
Retraitements IFRIC 23 (voir note 2.2)	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 01/01/2019	1 505	(56)	215	(1 856)	44 651	44 459	8 177	52 636
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	822	658	(2 738)	(1 258)	336	(922)
Résultat net	-	-	-	-	5 155	5 155	27	5 182
Résultat global consolidé	-	-	822	658	2 417	3 897	363	4 260
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
Émissions/rachats TSDI (voir notes 3.3.2 et 3.3.3)	-	-	-	-	(1 125)	(1 125)	-	(1 125)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(941)	(941)	(155)	(1 096)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	47	-	-	-	834	881	-	881
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2019	1 552	(64)	1 037	(1 198)	45 139	46 466	9 324	55 790

(1) Les écarts de conversion varient de 822 millions d'euros au 31 décembre 2019 et sont principalement liés au GBP et au recyclage en résultat des réserves de conversion d'Alpiq à la suite de la cession du 28 mai 2019.

(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 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.

(5) 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 parts éoliennes d'EDF Renewable. 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) En 2019, 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 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 pour un montant de 881 millions d'euros (voir note 30.1).

(7) En 2019, 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 967 millions d'euros.

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	377	Note 50 Passifs éventuels	386
Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	377	50.1 Contrôles fiscaux	386
Flux de trésorerie et autres informations	378	50.2 Litiges en matière sociale	386
Note 47 Flux de trésorerie	378	50.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques	387
47.1 Variation du besoin en fonds de roulement	378	50.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)	387
47.2 Investissements incorporels et corporels	378	50.5 Enedis – Quadlogic	387
47.3 Décaissements relatifs aux contrats de location	378	Note 51 Parties liées	388
Note 48 Actifs dédiés d'EDF	379	51.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	388
48.1 Réglementation	379	51.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	388
48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	379	51.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	389
48.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF	380	Note 52 Événements postérieurs à la clôture	389
48.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme	380	Note 53 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2019	389
48.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019	381	53.1 Sociétés consolidées par intégration globale	390
48.6 Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex-SOCODEI)	381	53.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes	391
Note 49 Engagements hors bilan	382	53.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence	392
49.1 Engagements donnés	382	53.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt	392
49.2 Engagements reçus	385	Note 54 Honoraires des Commissaires aux comptes	393

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 13 février 2020. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 7 mai 2020.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2019 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 2019. 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 2019.

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 2019 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 16 « Contrats de location »

La norme IFRS 16 « Contrats de location », applicable pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2019, a été adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017. Les principes de comptabilisation et d'évaluation désormais applicables aux contrats de location sont précisés dans la note 1.3.13 et les informations requises par la norme IAS 8 et la norme IFRS 16 sur les effets de son application par le Groupe sont détaillées en note 2.1.

1.2.2 IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

Cette interprétation, adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne, est applicable aux exercices ouverts à compter du 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. Les méthodes applicables sont présentées en note 1.3.8 et les impacts sont décrits dans la note 2.2.

1.2.3 Améliorations annuelles des IFRS cycle 2015-2017

Ces améliorations, adoptées le 14 mars 2019 par l'Union européenne, contiennent des amendements à :

- IAS 23 « Coûts d'emprunt » : les emprunts spécifiques correspondant à un actif qualifié doivent être intégrés dans la base des emprunts généraux une fois que la construction de l'actif qualifié est achevée ;
- IFRS 3 et IFRS 11 : évaluation des intérêts détenus antérieurement dans une entreprise commune lors d'une prise de contrôle ;
- IAS 12 « Impôts sur le résultat » : comptabilisation de l'effet d'impôts sur les dividendes en résultat.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Amendements à IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime »

Ces amendements ont été adoptés le 13 mars 2019 par l'Union européenne. Ils clarifient le fait qu'en cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours d'exercice, une société doit mettre à jour ses hypothèses actuarielles à la date du changement, pour évaluer et comptabiliser le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement pour la portion restante de l'exercice.

Les dispositions de ces amendements ont été mises en œuvre par le Groupe dans le cadre de la liquidation du plan de retraite américain du secteur Framatome et n'ont pas entraîné d'impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 34.1.3).

1.2.5 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une coentreprise »

Ces amendements ont été adoptés le 8 février 2019 par l'Union européenne. Ils précisent que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers » pour la dépréciation des autres intérêts dans une entreprise associée ou une coentreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.6 Amendements à IFRS 9 « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative »

Ces amendements, adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne, permettent, sous conditions, que des actifs financiers remboursables sur option par anticipation et entraînant alors une rémunération négative puissent être évalués au coût amorti.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.7 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises : Définition d'une entreprise » publié le 22 octobre 2018

Ces textes seraient applicables aux regroupements réalisés à compter du 1^{er} janvier 2020. Ils visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.2.8 Autres décisions : règlement physique des contrats pour acheter ou vendre un élément non-financier (IFRS 9 « Instruments financiers »)

L'IFRS Interpretations Committee a publié en mars 2019 une décision qui traite du mode de comptabilisation des contrats particuliers d'achat ou de vente futurs d'un élément non financier à un prix fixe. Cette décision n'a pas d'impact sur la pratique actuelle du Groupe, ni sur la présentation de ses états financiers.

1.2.9 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2020

Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7

Le Groupe s'est organisé pour une transition progressive vers les taux sans risque (RFR alternatifs⁽¹⁾), en associant les fonctions finance, juridique, risques et informatique ainsi que l'ensemble des entités. En parallèle, le Groupe reste attentif aux travaux de place et publications des différentes instances et plus particulièrement au niveau de l'IFRIC et de l'IASB concernant les potentiels effets sur la comptabilité de couverture.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

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.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 23 décembre 2019, après sa quatrième visite décennale. Il s'agit de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

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.

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 clôture 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 2019 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 3.2.1.5.

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'année des comptes au 31 décembre 2019 sont détaillées en note 3.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2019 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 3.4.

1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 1.4.

(1) Les Risk-Free Rates ou RFR alternatifs ont vocation à devenir les nouveaux indices de référence standards pour pallier la disparition des indices de référence critiques.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

1.3.2.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 1.3.1.2.2.1). 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 1.3.22. 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 48.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, 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 coentreprises est présentée en note 53.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

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.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de Iera Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebs-gesellschaft GmbH (FSG).

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 arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

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 négoce), 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.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la

demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- 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 prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

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.

Par ailleurs, le chiffre d'affaires inclut les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) qui entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées pour le montant de la marge réalisée.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie 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 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.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables) 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 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 début 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 ;

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
 - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

- **Dispositif britannique** : Le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'échelles organisé par le gestionnaire de réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre. 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 répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

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 finals 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'était pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. Aucun chiffre d'affaires n'avait ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

Le 24 octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie, la Commission européenne a de nouveau approuvé, au regard des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité britannique. Cette décision a autorisé la reprise des paiements en suspens depuis novembre 2018. En 2019, les fournisseurs d'électricité ont dû procéder au paiement rétroactif de leur obligation de capacité et les producteurs d'électricité ont reconnu en chiffre d'affaires l'intégralité des revenus relatifs à la période suspendue dont l'encaissement est intervenu en janvier et février 2020.

- **Dispositif italien** : Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché day-ahead (Mercato del Giorno Prima) et sur le marché d'ajustement (Mercato per il Servizio di Dispacciamento). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et EDISON a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 000 €/MW pour les nouvelles installations et 33 000 €/MW pour les capacités existantes.

La prime fixe sera reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des versements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de la capacité.

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.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scénarii envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

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.

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 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 contreprise, 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.

1.3.10 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.10.1 Goodwill

1.3.10.1.1 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.

1.3.10.1.2 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 contreprises 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 contreprises ».

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 1.3.14.

1.3.10.2 Autres actifs incorporels

1.3.10.2.1 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.

1.3.10.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit Of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.10.2.3) ;
- 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 1.3.26) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.12.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudronnerie nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.10.2.3 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).

Ces activités concernent les activités E&P en cours de cession (voir note 2.3).

1.3.11 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.

1.3.11.1 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 1.3.20) ;

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coûts (voir note 1.3.20).

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 opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, 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.

1.3.11.2 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 :

- banages 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 60 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- autres installations générales : 10 à 20 ans.

1.3.12 Contrats de concession

1.3.12.1 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.

1.3.12.2 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.

1.3.12.2.1 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 le régime de la concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie – AODE) 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 des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été 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, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concession 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, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à 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.

Traitement comptable

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 et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

1.3.12.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

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).

1.3.12.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE au bilan consolidé du Groupe, actionnaire à 100 % de RTE.

1.3.12.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concedant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concedant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.12.3 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 réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. 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.

1.3.13 Contrats de location

À compter du 1^{er} janvier 2019, les règles et méthodes comptables du Groupe ont fait l'objet de modifications présentées ci-après. Ces règles comptables ne s'appliquent qu'à la comptabilisation des contrats de location sur l'exercice 2019, étant donné que sur l'exercice comparatif 2018, les dispositions de la norme IAS 17 restent en vigueur.

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés 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, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

1.3.13.1 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur 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 et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est 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 à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation consentie par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 49.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf < 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

1.3.13.2 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

1.3.14 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 affecté.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif :
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normalif,
 - 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'AIÉ, l'HS 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.

1.3.15 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 48.

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.

1.3.15.1 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.

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.

1.3.15.1.1 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 transfert 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 mixte 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'amortissement, 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.

1.3.15.1.2 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 revendre 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 négociables ;
- 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'amortissement 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 1.3.15.3).

1.3.15.1.3 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 ».

1.3.15.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.15.3.3 (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.

1.3.15.2 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 interviendrait 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.

1.3.15.3 Instruments financiers dérivés

1.3.15.3.1 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 « 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.

1.3.15.3.2 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 1.3.15.3.3).

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.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

1.3.15.3.3 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.

1.3.15.4 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.

1.3.15.5 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.

1.3.16 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.

1.3.16.1 Combustible nucléaire

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.

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.

1.3.16.2 Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des 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 en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.26) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France, voir note 1.3.7).

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.

1.3.17 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 mensualisés.

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.

1.3.18 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 ».

1.3.19 Capitaux propres

1.3.19.1 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.

1.3.19.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes explicitement 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.

1.3.19.3 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.

1.3.19.4 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 confère 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 3.3.2, 3.3.3 et 30.4).

1.3.20 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.20.1 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 32.

1.3.20.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux hors impôt sur les sociétés ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminalison ;

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

- 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 et de prestations de service :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

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 1.3.26).

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.

1.3.21 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.).

1.3.21.1 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 et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.21.2 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.

1.3.21.2.1 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 Dalkia.

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 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. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
 - les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
 - le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 – § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;

- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.21.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernant 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 EEPSP (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 EEPSP : EEPSP 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 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 EEPSP. 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.

1.3.21.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que perçoivent 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.

1.3.22 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire) ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession, (modèle de cahier des charges de 1992). Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. 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 ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pouvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,4 % 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 3,7 % (taux d'inflation de 1,6 % et taux d'actualisation de 4,00 % au 31 décembre 2018) ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,7 %.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2019 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
Résultat d'exploitation	2 388
Résultat financier	(637)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 751

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2019
À l'ouverture	1 251
À la clôture	3 003

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.

1.3.23 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.

1.3.24 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.

1.3.25 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 1.3.21) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 48 – et au Royaume-Uni – voir note 32.2) ;
- 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, Electricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.12 et 1.3.22) ;
- 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 (TNPVC) 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 41.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 40).

1.3.26 Environnement**1.3.26.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1^{er} janvier 2013 à 31 décembre 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 Luminus (ex EDF Luminus).

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » :
 - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
 - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis, qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.26.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie 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 Renouvelables) ;
- 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, Edison et Luminus).

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 négociant 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.

1.3.26.3 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

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 la législation, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks. Ces derniers pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêt. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. À défaut de pouvoir engager ces actions, la provision est évaluée au coût des pénalités.

1.3.26.4 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 (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents...);
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 IFRS 16 – Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, est d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Le Groupe a opté pour la méthode rétrospective dite « modifiée » qui consiste à comptabiliser l'effet cumulé de la première application de la norme comme un ajustement des capitaux propres à la date de première application, à savoir au 1^{er} janvier 2019. Cette méthode prévoit la comptabilisation d'un passif égal aux loyers résiduels actualisés, en contrepartie d'un actif au titre du droit d'utilisation ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer. Le Groupe a choisi la

méthode d'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à un montant égal à celui du passif de loyers.

L'information comparative présentée dans les états primaires et dans les notes annexes n'est pas retravaillée des impacts de la mise en place de la norme.

Le taux d'actualisation moyen pondéré appliqué par le Groupe pour le calcul de la dette locative au 1^{er} janvier 2019 sur la durée résiduelle des contrats ressort à 1,61 % (voir note 1.3.13).

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme et mentionnées dans la note 1.3.13.1 et de ne pas réapprécier les accords précédemment qualifiés de contrats de location ou de prestation de services en application d'IFRIC 4 à la date de première application.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

2.1.1 Impact à la transition au 1^{er} janvier 2019

En application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme à la date de transition se traduit par un impact sur l'endettement financier net et par la reconnaissance d'un actif au titre du droit d'utilisation de 4 492 millions d'euros.

Les écarts entre les engagements de location simple présentés en application d'IAS 17 au 31 décembre 2018 et la dette locative estimée selon IFRS 16 concernant ces mêmes contrats au 1^{er} janvier 2019 s'expliquent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	01/01/2019
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 49.1.1.3)	4 375
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16 et autres	(105)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1 125
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1 ^{er} janvier 2019	(329)
Dette locative non actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	5 066
Effet de l'actualisation	(574)
Dette locative actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	4 492

Ce montant de droit d'utilisation et de dette locative vient s'ajouter aux immobilisations financées par location financement au 31 décembre 2018 de 96 millions d'euros (voir note 25) et à la dette de location financement de 324 millions d'euros (voir note 41.2.1).

Dans l'accord, le prix de cession se base sur une valeur d'entreprise de 750 millions de dollars, avec un versement supplémentaire de 100 millions de dollars qui s'appliquera à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie. Edison aura également droit à des redevances liées aux futurs développements en Égypte, ce qui porterait le cas échéant la valeur totale à près de 1 milliard de dollars. L'accord prévoit le transfert de toutes les obligations de déconstruction à l'acheteur.

2.1.2 Impacts sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à 4 333 millions d'euros et le montant de la dette liée à l'obligation locative à 4 510 millions d'euros. En 2019, la charge d'amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à (660) millions d'euros et les intérêts de la dette liés à l'obligation locative à (85) millions d'euros.

Edison Exploration and Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international. Edison E&P possède notamment un portefeuille d'environ 90 licences dans 9 pays de la Méditerranée et du nord de l'Europe, ce qui correspond à une production sous quota de 49 000 barils par jour à fin décembre 2018.

Pour information, sur la base des calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 517 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2018 (incluant une annulation partielle de plus-value de cessions réalisées pour (166) millions d'euros). Le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean Oil and Gas annoncée le 4 juillet 2019 restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales. Edison a également précisé avoir été invité par les autorités algériennes à discuter un accord avec Sonatrach pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Edison and Energean collaborent et confirment l'objectif de conclure la transaction au plus tôt en 2020.

2.2 IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat**2.3.1 Présentation dans les comptes consolidés de l'activité E&P**

En application de la méthode partiellement rétrospective, la mise en œuvre de l'interprétation IFRIC 23 à la date de transition se traduit par un impact non significatif sur les passifs d'impôt (10 millions d'euros) en contrepartie des capitaux propres, sans retraitement de l'information comparative.

Edison étant la seule entité du Groupe à exercer cette activité, qui constitue, par ailleurs, une part importante du secteur opérationnel « Italie », la cession de l'activité « E&P » est qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1^{er} janvier 2019.

Par ailleurs, suite à la décision de l'IFRIC de septembre 2019 relative à la présentation des positions fiscales incertaines, le Groupe a reclassé en impôt différé passif les montants précédemment présentés en provision pour risques fiscaux.

Ainsi, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées. De la même manière, au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte pour les périodes publiées.

2.3 IFRS 5 – Projet de cession de l'activité E&P

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les montants des actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison, arrêtés au 31 décembre 2019, sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs de cette activité en cours de cession figure en note 46. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2018 sont présentés ci-dessous.

Le Conseil d'administration d'EDF du 28 juin 2019 et le Conseil d'administration d'Edison du 3 juillet ont validé l'offre de rachat de la participation du Groupe dans l'activité « Exploration et Production » (E&P) d'Edison. Ainsi, le 4 juillet 2019, Edison a annoncé la signature de l'accord avec la société Energean Oil and Gas portant sur la cession de 100 % des activités Exploration et Production (E&P) d'Edison ainsi que de ses filiales spécialisées dans l'exploration et la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

Sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité E&P au 31 décembre 2019 et d'un prix de cession de l'offre indicative de rachat, une perte de valeur d'un montant de (513) millions d'euros a été constatée sur l'exercice (voir note 19), intégrée sur la ligne « résultat net des activités en cours de cession ».

2.3.2 Impacts sur le compte de résultat 2018

(en millions d'euros)	2018 publié	Impact IFRS 5	2018 retraité
Chiffre d'affaires	68 976	(430)	68 546
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(44)	(33 056)
Autres consommations externes	(9 364)	102	(9 262)
Charges de personnel	(13 690)	48	(13 642)
Impôts et taxes	(3 697)	-	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	(50)	6 002
Excédent brut d'exploitation	15 265	(367)	14 898
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	(234)	-	(234)
Dotations aux amortissements	(9 006)	231	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	-	(50)
Pertes de valeur/réprises	(598)	308	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	-	(105)
Résultat d'exploitation	5 282	172	5 454
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	4	(1 712)
Effet de l'actualisation	(3 486)	22	(3 464)
Autres produits et charges financiers	393	(15)	378
Résultat financier	(4 809)	11	(4 798)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	473	183	656
Impôts sur les résultats	149	29	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	569	-	569
Résultat net des activités en cours de cession	-	(212)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	1 191	-	1 191
Dont résultat net – part du Groupe	1 177	-	1 177
Résultat net des activités poursuivies	1 177	207	1 384
Résultat net des activités en cours de cession	-	(207)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	14	-	14
Activités poursuivies	14	5	19
Activités en cours de cession	-	(5)	(5)

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

2.3.3 Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2018

(en millions d'euros)	2018 publié	Impact IFRS 5	2018 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôts	473	-	473
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession	-	(183)	(183)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	473	183	656
Pertes de valeur/(reprises)	598	(308)	290
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	13 180	(223)	12 957
Produits et charges financiers	729	(11)	718
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	387	-	387
Plus ou moins-values de cession	(1 014)	-	(1 014)
Variation du besoin en fonds de roulement	462	8	470
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	14 815	(351)	14 464
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités en cours de cession	-	351	351
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 815	-	14 815
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	14	(1 048)
Impôts sur le résultat payés	(389)	80	(309)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	13 364	(257)	13 107
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	-	257	257
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	13 364	-	13 364
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(484)	-	(484)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	1 261	-	1 261
Investissements incorporels et corporels	(16 186)	170	(16 016)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	611	(34)	577
Variations d'actifs financiers	(2 367)	-	(2 367)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	(17 165)	136	(17 029)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	-	(136)	(136)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(17 165)	-	(17 165)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	-	-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	1 548	-	1 548
Dividendes versés par EDF	(511)	-	(511)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	-	(183)
Achats/ventes d'actions propres	(3)	-	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	851	-	851
Émissions d'emprunts	5 711	-	5 711
Remboursements d'emprunts	(2 844)	120	(2 724)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	1 243	-	1 243
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 329)	-	(1 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	-	(584)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	131	-	131
Subventions d'investissement reçues	351	-	351
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	2 679	120	2 799
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	3 530	120	3 650
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	-	(120)	(120)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	3 530	-	3 530
Flux de trésorerie des activités poursuivies	(271)	(1)	(272)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	1	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	-	(271)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 692	-	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	-	(271)
Incidence des variations de change	(95)	-	(95)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	-	13
Incidence des reclassements	(49)	-	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	3 290	-	3 290

Note 3 Événements et transactions significatifs

En complément du projet de cession de l'activité E&P présentée en note 2.3, les autres principaux événements et transactions significatifs sont les suivants :

3.1 Développements dans le nucléaire

3.1.1 EPR de Flamanville 3

Préambule : les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec les rappels au titre de 2018 présentés en note 3.5.3.

Le 11 avril 2019, EDF ⁽¹⁾ a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture ⁽²⁾ de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et que le Groupe poursuivait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence le Groupe avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019 ⁽³⁾, EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019 ⁽⁴⁾, EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. Le Groupe a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF ⁽⁵⁾ une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, le Groupe a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville ⁽⁶⁾.

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros ⁽⁷⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation ⁽⁸⁾ et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros, sans affecter le résultat net courant.

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit.

En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

3.1.2 Écart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires

EDF a été informée par Framatome ⁽⁹⁾ d'un écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires. Cet écart, lié aux performances du procédé mis en œuvre à la fabrication, porte sur le non-respect de plages de températures sur certaines zones, lors d'opérations manufacturières dites de traitement thermique de détensionnement, réalisées sur certaines soudures de générateurs de vapeur. Il concerne des matériels en service et des matériels neufs qui ne sont pas encore en service ou installés sur un site.

Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique (TTD) de certains équipements de réacteurs nucléaires.

Le travail mené depuis par EDF et Framatome ⁽¹⁰⁾ pour recenser les matériels et les réacteurs concernés et en confirmer l'aptitude au service a permis d'identifier 18 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n° 2 de Fessenheim, le réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.

(1) Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.

(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.

(3) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

(4) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

(5) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

(6) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) qui concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 est exposée en note 3.1.2.

(7) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(8) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise.

(9) Cf. communiqué de presse du 10 septembre 2019.

(10) Cf. communiqué de presse du 18 septembre 2019.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que 3 générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

À la suite de la publication du 24 octobre 2019 par l'ASN de la note d'information « Écart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », EDF⁽¹⁾ a acté que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état et que les contrôles nécessaires au traitement des écarts ne nécessitent aucune mise à l'arrêt de réacteur. Des contrôles physiques ont été réalisés sur les joints concernés des générateurs de vapeur neufs lors de leur montage à Gravelines 5, de générateurs de vapeur de réacteurs en exploitation lors de leur arrêt pour rechargement de combustible (Blayais 4, Paluel 2 et Dampierre 4) et du générateur de vapeur de Fessenheim 2. Ces mêmes contrôles seront réalisés sur les joints concernés des réacteurs en exploitation lors des prochains arrêts programmés pour rechargement de combustible avant la fin du premier semestre 2020 (Bugey 3 et Blayais 3), sans que la conduite de ces contrôles n'implique d'anticiper, à ce stade, une durée plus longue pour ces arrêts.

3.1.3 Hinkley Point C

En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (soit l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) et conformément au planning annoncé en septembre 2016.

À la suite de cette étape majeure, une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée. Cette revue présente les conclusions suivantes :

- le prochain jalon, correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n° 2 en juin 2020 comme annoncé précédemment, est confirmé ;
- le risque de report de la livraison (COO) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué⁽²⁾ ;
- les coûts à terminaison du projet⁽³⁾ sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015⁽⁴⁾ par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.

Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Conformément aux termes du Contrat pour Différence, cette nouvelle estimation des coûts à terminaison n'a d'impact financier ni pour les consommateurs ni pour les contribuables britanniques. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,8 %⁽⁵⁾.

Le management du projet reste mobilisé sur l'objectif du début de production d'électricité par l'unité n° 1 fin 2025. À ce titre sont mis en œuvre, sous l'autorité de la direction de programme, des plans d'action opérationnels impliquant les équipes d'ingénierie du groupe EDF en Grande-Bretagne et en France, les constructeurs des bâtiments et des ouvrages annexes, et les fournisseurs d'équipements et de systèmes dans l'ensemble de la chaîne de fourniture.

3.1.4 Taishan

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.

L'entrée en exploitation commerciale de l'unité numéro 2 est à son tour intervenue le 7 septembre 2019. L'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté auront ainsi été atteints, à peine 9 mois après la mise en service de l'unité numéro 1.

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. Elle est capable de 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 est porté par TNPVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Guangdong Energy Group (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR. Le projet a bénéficié de 35 années de coopération stratégique entre EDF et CGN, du retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3 et de la complémentarité des filières nucléaires française et chinoise.

L'expérience du premier réacteur mis en service le 13 décembre 2018 a permis de raccourcir de 3 mois la période entre le chargement du combustible et la mise en exploitation commerciale de l'unité 2 par rapport à l'unité 1, et ce, dans les mêmes conditions de sûreté.

Taishan apporte aux réacteurs EPR dans le monde son 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. Les deux entreprises sont aussi 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.

3.1.5 NUWARD : projet commun de « petit réacteur modulaire » SMR

Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARDTM, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. Cette solution basée sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, dans le monde entier, sur le segment de puissance de 300-400 MWe.

Le CEA et EDF ont également entamé des discussions avec Westinghouse Electric Company pour étudier une coopération en matière de développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

3.1.6 Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

(1) Cf. communiqué de presse du 25 octobre 2019.

(2) Ce risque de report induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait diminué d'environ 0,3 %.

(3) En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.

(4) Coûts additionnels nets des plans d'actions.

(5) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts liés à des dépassements de budget ou à des retards en place entre les actionnaires.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros. Le produit de cette indemnité sera reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

3.2 Plans de cession

3.2.1 Cession des 25 % de la participation dans Alpiq

A la suite de l'autorisation donnée par leurs organes de gouvernance respectifs, EDF, EBM (Coopérative Elektra Birseck) et EOS (EOS Holding SA) ont signé le 4 avril 2019 un accord relatif à la cession par EDF de sa participation dans l'énergéticien suisse Alpiq (représentant 25,04 % du capital et des droits de vote) à EBM et EOS (pour moitié chacun).

Cette opération valorise la participation d'EDF dans Alpiq à environ 489 millions de francs suisses (soit près de 434 millions d'euros), sur la base d'un prix d'achat de 70 francs suisses par action Alpiq. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoit des mécanismes relatifs à d'éventuels compléments de prix. La cession a été finalisée le 28 mai 2019 après l'obtention de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence.

L'impact de l'opération sur le résultat du Groupe n'est pas significatif.

3.2.2 EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014⁽¹⁾, EDF a notifié le 20 novembre 2019 à Exelon l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

CENG détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MW (détection en propre).

Cette option de vente était exercable par EDF entre le 1^{er} janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le prix de cession des titres CENG résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

La réalisation de la transaction sera conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession des titres CENG s'inscrit au programme de cessions d'actifs non stratégiques annoncé par le Groupe.

Le Groupe a reclassé en actifs déteus en vue de leur vente sa participation dans CENG (voir note 46).

3.3 Opérations de financement

3.3.1 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Au 31 décembre 2019, les lignes de

crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

EDF et B6VA ont ainsi signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros.

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, l'une avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Ile-de-France, l'autre avec Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

3.3.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et une option de remboursement à 8 ans au gré de la Société.

Cette émission marque l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Elle s'inscrit dans une gestion dynamique par la Société de son stock d'obligations hybrides : les fonds levés par cette émission ont été essentiellement utilisés pour le rachat partiel de plusieurs souches d'obligations super-subordonnées alors en circulation, ainsi que, le cas échéant, pour les besoins généraux de la Société et du groupe EDF.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 493 millions d'euros.

3.3.3 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides

EDF a lancé le 26 novembre 2019 une offre contractuelle de rachat ayant visé les deux souches d'obligations hybrides suivantes :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris, dont le montant alors en circulation s'élevait à 661,8 millions d'euros. Le montant racheté s'élève à 394,9 millions d'euros et son règlement est intervenu le 13 décembre 2019 ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg, dont le montant alors en circulation s'élevait à 3 milliards de dollars US. Le montant racheté s'élève à 902,4 millions de dollars US et son règlement est intervenu le 31 décembre 2019.

EDF a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'intégralité du solde des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, dont le montant en circulation s'élevait à 338,2 millions d'euros. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2019 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 338,2 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 30.4).

En conséquence, et compte tenu de l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros, au coupon de 3,00 % et avec option de remboursement à 8 ans au gré de la Société lancée le 26 novembre 2019 (voir note 3.3.2), ces transactions ont permis de réduire le stock total d'hybrides du bilan d'EDF d'environ 8 % à 9,8 milliards d'euros tout en réalisant une économie nette d'intérêts estimée d'environ 44 millions d'euros en 2020 et d'environ 58 millions d'euros à partir de 2021.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.19.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds ou de son engagement de remboursement pour un montant net de frais de 1 618 millions d'euros.

(1) Cf. communiqué de presse du 1^{er} avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

3.3.4 Émissions obligataires : EDF lève 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US d'obligations senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros d'obligations senior avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur corporate sur le marché EUR à cette maturité.

3.4 Énergies renouvelables**3.4.1 Éolien en mer : France**

■ Le Conseil d'État a validé début juin 2019 le projet de parc de 80 éoliennes en mer d'une capacité installée de 480 MW au large de Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), rejetant les recours déposés par des associations environnementales. Régissant l'affaire au fond, la plus haute juridiction administrative française a rejeté les requêtes du Groupement des résidents pour la sauvegarde environnementale de La Baule et de l'Association pour la protection du site et de l'environnement de Sainte-Marguerite. L'arrêt rendu par le Conseil d'État permet à EDF Renouvelables et à son partenaire canadien Enbridge de poursuivre le développement du projet. La construction de ce premier parc offshore français a été lancée en septembre 2019.

■ Au terme d'un appel d'offres lancé par les pouvoirs publics, le ministère de la Transition Écologique et Solidaire a choisi le consortium conduit par le groupe EDF, via sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec les sociétés Innogy et Enbridge, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc éolien en mer de Dunkerque.

Il s'agit du quatrième projet que le Groupe remporte dans le cadre des appels d'offres offshore lancés par les pouvoirs publics, après ceux gagnés en 2012 à Saint-Nazaire, à Fécamp et à Courseulles-sur-Mer. Situé à plus de 10 km de la côte, le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Il fournira l'équivalent d'environ 40 % des besoins en électricité du département du Nord.

Ces différents projets sont conduits avec des partenaires industriels et sont consolidés par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.4.2 Acquisition du groupe LUXEL

Le 28 mars 2019, EDF Renouvelables a procédé à l'acquisition du groupe LUXEL, acteur indépendant du marché de l'énergie photovoltaïque à la tête d'un portefeuille de 1 GWc, composé de quelques parcs en exploitation et de projets prêts à être construits ou en développement. Cette acquisition permet à EDF Renouvelables de renforcer sa position dans le solaire en France, en vue d'atteindre les objectifs du Plan Solaire d'EDF.

3.4.3 Conclusion d'accords en Chine pour deux projets éoliens offshore et optimisation du réseau de chaleur

Le 25 mars 2019, EDF a conclu deux accords pour des projets bas carbone en Chine :

- l'accord de coopération signé avec China Energy Investment, l'un des premiers acteurs industriels du marché chinois de l'électricité, porte sur une prise de participation par EDF dans les projets éoliens en mer Dongtai IV et V, situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai ;
- la construction de Dongtai IV et Dongtai V sont en cours. Sous réserve de la signature des contrats définitifs, les deux partenaires construiront et exploiteront une capacité installée totale de 500 MW qui sera mise en service progressivement à horizon 2021 ;
- EDF et l'électricien Huadian ont signé un accord de coopération pour optimiser les performances du réseau de chaleur et de climatisation d'un quartier de la ville

(1) Neart na Gaoithe en gaélique signifie « strength of the wind » (puissance du vent).

de Wuhan (centre de la Chine). À terme, ce réseau doit alimenter en chauffage 100 000 clients et climatiser 500 000 mètres carrés de bureaux. Les signataires étudieront ensemble l'intégration d'outils intelligents de gestion de l'énergie déjà déployés par le groupe EDF sur le réseau de chaleur de la ville de Sanmenxia.

3.4.4 Projet solaire de Noor Midelt I au Maroc

L'Agence marocaine des énergies durables (MASEN) a choisi en 2019, au terme d'un appel d'offres international compétitif, le consortium réunissant EDF (via sa filiale EDF Renouvelables), Masdar (société d'énergies nouvelles de l'émirat d'Abou Dhabi) et Green of Africa (développeur d'énergies renouvelables marocain), pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire multi-technologies de Noor Midelt.

Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW, associera de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

3.4.5 Éolien en mer : lancement du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe avec ESB

Le 28 novembre 2019 le groupe EDF a annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) ainsi que le partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB qui prend une participation de 50 % dans ce projet, acquis en mai 2018 auprès de Mainstream Renewable Power (voir note 5.2 des États financiers consolidés au 31 décembre 2018). ESB exerce ses activités sur le marché irlandais de l'électricité, de la production jusqu'à la fourniture en passant par la distribution auprès d'une clientèle présente sur l'ensemble de la Grande-Bretagne. En 2017, ESB a ouvert un bureau en Écosse et y développe des projets d'énergies renouvelables, notamment éoliens terrestres et en mer.

Le futur parc éolien en mer de 450 MW s'intègre dans la stratégie de développement d'EDF dans l'éolien offshore et conforte sa position dans la production d'énergie décarbonée au Royaume-Uni, pays où le Groupe est déjà fortement implanté aussi bien dans le nucléaire que dans les renouvelables.

Composé de 54 turbines, Neart na Gaoithe⁽¹⁾ sera situé en mer du Nord à environ 15 km de la côte de Fife au sud-est de l'Écosse. À pleine capacité, ce parc éolien en mer génèrera l'équivalent de l'alimentation électrique annuelle de 375 000 foyers, soit 4 % de l'électricité consommée en Écosse. Ce projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, bénéficie d'un Contract for Difference (CfD) d'une durée de 15 ans au tarif de 114,39 €/MWh en livres sterling 2012, ainsi que des accords de raccordement au réseau.

La fabrication des composants à terre est désormais lancée. La construction sur le site en mer devrait débuter en juin 2020 et la mise en service du parc est prévue en 2023.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, explique pour une large part le montant des plus-values de cession d'actifs de production réalisées par EDF Renouvelables en 2019 (montant total de 560 millions d'euros en autres produits et charges opérationnelles contre 192 millions d'euros en 2018 – voir note 12.2) et a contribué à une diminution de l'endettement net financier du groupe EDF à hauteur de 1,2 milliard d'euros, compte tenu de l'effet désendettement lié à la perte de contrôle de NnG.

Aux termes de cette opération, la participation de 50 % dans NnG, réévaluée à la juste valeur, est consolidée par mise en équivalence.

3.4.6 Acquisition d'un portefeuille de 300 MW de projets éoliens en cours de développement en Allemagne

Le 12 septembre 2019, EDF Renouvelables a annoncé l'acquisition d'un portefeuille de projets éoliens d'une capacité d'environ 300 MW en cours de développement en Allemagne, auprès d'Altus AG. Altus AG poursuivra le développement de ces projets en étroite collaboration avec EDF Renouvelables jusqu'au début de la construction des futurs parcs éoliens.

Situés dans dix Länder différents, les projets sont à divers stades de développement. Les baux fonciers ont été conclus et les études environnementales sont en cours.

Après obtention de toutes les autorisations requises, les projets participeraient aux appels d'offres organisés par l'État fédéral allemand en vue de sécuriser des contrats de vente d'électricité sur vingt ans.

La mise en service des parcs éoliens devrait avoir lieu dans les cinq prochaines années.

3.4.7 Acquisition de Pivot Power

Le 4 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de la start-up britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition doit permettre au groupe EDF, déjà premier producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des leaders des installations de stockage par batteries du pays.

Pivot Power dispose d'un important portefeuille de projets de stockage par batteries sur plus de quarante sites, répartis dans tout le pays et d'une capacité totale de près de 2 GW. Ces batteries seront raccordées au réseau de transport de l'électricité à haute tension. Localisés à Kemsley (dans le Kent) et à Cowley (dans la région d'Oxford), les deux premiers projets de stockage, dont les terrains et les raccordements sont d'ores et déjà sécurisés, devraient entrer en service dès 2020.

Cette acquisition, qui s'inscrit dans le cadre du Plan Stockage Électrique d'EDF, contribue à l'objectif du Groupe de devenir leader du secteur en Europe, avec le développement de 10 GW de capacité de stockage supplémentaires d'ici 2035. L'opération contribue également au Plan Mobilité Électrique du Groupe qui vise à devenir le leader du secteur d'ici 2022, au Royaume-Uni, en France, en Italie et en Belgique. EDF a pour ambition de fournir en électricité 600 000 véhicules électriques et de déployer 75 000 bornes de recharge à cet horizon.

3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2018

3.5.1 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).

3.5.2 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.

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.

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 737 millions d'euros. 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. 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 cédée d'environ un milliard d'euros.

3.5.3 Projet EPR de Flamanville 3

Préambule : Les rappels au titre de 2018 présentés ci-dessous et figurant dans les états financiers au 31 décembre 2018 tels que publiés le 15 février 2019, doivent être lus de façon conjointe avec les développements au titre de 2019 en note 3.1.1.

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 encointe 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.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

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.

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 qualités 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 changement 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 euros₂₀₁₉, 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.

Note 4 Évolutions réglementaires en France**4.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat**

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est un 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 PPE en cours de révision couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Un premier projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES)

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais à l'horizon 2035 l'atteinte de 50 % de part dans le mix électrique.

La réalisation de cet objectif impliquera la fermeture de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, en plus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim à l'horizon du printemps 2020. Les réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5^e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité, à la

sécurité d'approvisionnement et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies.

Le projet indique en outre que le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025, 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.

Il indique aussi 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 nucléaires ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, l'objectif est d'arrêter les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

Ce projet a fait l'objet de différentes consultations en 2019 et 2020.

Loi relative à l'énergie et au climat

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 a été publiée au Journal Officiel le 9 novembre 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité du Groupe sont les suivantes :

L'article 1^{er} révisé les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et de la PPE :

- l'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- l'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est fixé à 50 % à 2035.

L'article 12 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1^{er} janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le plafond a été fixé par le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019. Ces dispositions conduisent au 1^{er} janvier 2022 à la fermeture des centrales fonctionnant exclusivement au charbon. Seront mises en place des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants, ainsi que des projets de territoire, comme rappelé dans le dossier de presse de janvier 2020 publié par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire sur la fermeture des centrales à charbon d'ici à 2022.

Sur la base du projet de loi, le Groupe avait annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, le Groupe continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais 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 avaient validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Econobust relatif à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité, si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles de Cordemais afin de répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour Le Havre et 2026 pour Cordemais. Si la fermeture du Havre a été confirmée pour le 1^{er} avril 2021, les dates de Cordemais sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives, en particulier sur Econobust.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2019, une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 141 millions d'euros.

L'article 62 vise à modifier le calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin de tenir compte de l'effet du plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie. Ces compléments de prix ont notamment pour objectif d'assurer que la demande d'ARENH des fournisseurs est conforme à leurs besoins et ainsi éviter des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Le plafond maximal de l'ARENH est porté à 150 TWh, à compter du 1^{er} janvier 2020. Néanmoins, le volume maximal qui détermine le volume de livraison maximal d'ARENH par année de livraison (dans la limite du plafond) n'a pas été modifié pour l'année 2020 et est donc resté à 100 TWh.

La loi énergie climat intègre par ailleurs, quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente suite à la censure des dispositions prévues initialement dans le projet de loi PACTE :

- l'article 63 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRG) pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. La loi prévoit l'arrêt de la commercialisation du TRG dans le mois suivant la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel ou de le

modifier. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels au 1^{er} décembre 2020 et pour l'ensemble des consommateurs au 1^{er} juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues ;

- les articles 64 et suivants organisent la fin des tarifs réglementés de vente en électricité pour les clients non résidentiels ayant plus de 10 salariés ou un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan supérieur à 2 millions d'euros.

Une nouvelle version de la PPE prenant en compte les commentaires et avis, publiée le 20 janvier 2020 par le MTES et soumise à la consultation jusqu'au 19 février 2020

Concernant la production nucléaire et l'objectif de 50 % dans le mix en 2035, désormais inscrit dans le Code de l'énergie de par la loi énergie climat du 8 novembre 2019, le projet précise les modalités de mise en œuvre de la fermeture des réacteurs. Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à un arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruss, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

Il est également précisé que les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption définitive de la PPE conduirait à prendre en compte dans les états financiers du Groupe les dates de fermeture anticipée à 2027 et 2028 des deux réacteurs par rapport à leur 5^e visite décennale. Cette modification des dates d'utilisation aurait pour conséquence un changement prospectif des plans d'amortissement et un changement d'estimation des provisions nucléaires. 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.

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH).

Cette consultation est lancée en application de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit que « 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. »

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixés, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF contribuera à cette consultation, ouverte jusqu'au 17 mars 2020.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Modification du cadre législatif et réglementaire

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) et Engie, le Conseil d'État a, par décision du 18 mai et du 3 octobre 2018, jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs 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 a confirmé que cet objectif ne pouvait être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantissait l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'était pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État a estimé la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui incluait les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 KVA. Ces éléments ont justifié l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au JOUE le 14 juin 2019, permet le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les microentreprises.

La loi énergie et climat organise la fin partielle des TRV électricité pour les clients non résidentiels, conformément à la directive européenne et la décision du Conseil d'État. Les TRV sont désormais réservés à l'ensemble des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 KVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La suppression des TRV électricité pour les clients ne pouvant plus en bénéficier prendra effet au 1^{er} janvier 2021. Dans l'intervalle, la loi énergie et climat et les arrêtés⁽¹⁾ pris en application mettent en œuvre un processus qui sera conduit par les fournisseurs historiques. Les étapes de ce processus incluent l'identification et l'information des clients concernés ainsi que la mise à disposition de leurs données aux fournisseurs alternatifs, dans le respect des règles encadrant la gestion des données personnelles. Les consommateurs concernés par la fin des TRV ne pourront plus souscrire ou modifier un contrat au TRV à partir du 1^{er} janvier 2020. Au 1^{er} janvier 2021, les consommateurs concernés n'ayant pas souscrit une offre de marché basculeront dans une offre de marché chez leur fournisseur historique.

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) 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.

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, soit 5,9 % TTC. Le gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai 2019, dans le délai de trois mois octroyés par le Code de l'énergie. Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019.

Ces décisions tarifaires ont fait l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'État par les associations UFC que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CicV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet 2019 la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence. Le Conseil d'État a par ailleurs rejeté le recours au

fond dans sa décision du 6 novembre 2019, validant ainsi la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE sur la base du Code de l'énergie.

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, une augmentation de 1,47 % HT (soit 1,26 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et a été mise en œuvre le 1^{er} août 2019.

Enfin, la CRE a proposé, dans sa délibération du 16 janvier 2020, une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de 2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écritement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1^{er} juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2020.

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 prévisionnelle 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)⁽²⁾. 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 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1^{er} août 2019, faisant suite à la hausse de 3 % intervenue au 1^{er} août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 2,16 % en moyenne au 1^{er} août 2019, dont + 1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 0,55 % 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 prévisionnelle 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

(1) Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques pendant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ;

Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs ;

Arrêté du 26 décembre 2019 fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande.

(2) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

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 », du « 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'allocation, 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.

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de +3,04 % au 1^{er} août 2019, dont +1,61 % au titre de l'inflation, +1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et -0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Commissionnement fournisseur

A 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 les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès 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 euros au lieu de 6,80 euros 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.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par Engie concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure est toujours 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 2018-2021.

Les projets d'arrêtés rectificatifs pour la période 2012-2017 et les projets d'arrêtés pour les années 2018 et 2019 ont été publiés au Journal officiel respectivement le 21 juin 2019 et le 19 octobre 2019. Ils impliquent :

- pour Enedis, une charge complémentaire au FFE rétroactive de 188 millions d'euros (159 millions d'euros au titre de 2012-2017 et 29 millions d'euros au titre de 2018), et une dotation FPE pour 2019 de 28 millions d'euros. L'ensemble de ces charges sera couvert par le tarif à travers le mécanisme de CRCP ;
- un dispositif d'étalement sur 2019 et 2020 du paiement de l'arrêté relatif aux années 2012-2017 a été décidé, permettant à Enedis de répartir cet effet de 159 millions d'euros entre 2019 et 2020. Par ailleurs, une provision avait été constituée et s'élevait à 140 millions d'euros au 31 décembre 2018, intégralement reprise en 2019 ;
- pour Électricité de Strasbourg, une charge complémentaire rétroactive de 22,3 millions d'euros au FFE (18,7 millions d'euros au titre de 2012-2017, 1,9 million d'euros au titre de 2018) et une dotation FPE pour 2019 de 1,7 million d'euros.

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 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment 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 pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF a supporté en 2019 et supportera en 2020 des charges de solidarité 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 2020, 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), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 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. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – 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 depuis 2016 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). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées *in fine* au titre de 2018 s'étant avérées plus faibles que la prévision sur laquelle les compensations avaient été versées en 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 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du Budget Général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019, à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte des remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

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 tiré 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 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de

l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'État.

À noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

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° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (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 instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018 et 2019 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW et 17,37 €/kW. La première session de rééquilibrage pour l'année 2019, qui s'est tenue le 16 mai 2019, a, quant à elle, révélé un prix de 0,00 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, les six sessions de marché 2019 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 20 €/kW, 20 €/kW, 22,4 €/kW, 20 €/kW, 17,8 €/kW, 16,6 €/kW.

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 a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie (qui s'étendait initialement du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 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.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposait, lors de l'exercice précédent, le Groupe au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, le Groupe a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur...). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de 44 % entre 2018 et 2019.

Par ailleurs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. À noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») élargit le champ des Certificats d'Économie d'Énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

À date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit à fin décembre 2021.

4.7 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,96 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le volume global maximal de 100 TWh. De ce fait, EDF a livré 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 se sont élevées à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2019. Par conséquent les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, n° 2019-090 du 9 mai 2019 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, 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 volume global maximal déterminée pour l'année considérée (2018 ou 2019). Ces décisions disposent notamment que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2018, de mai 2019 ou de novembre 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du volume global maximal est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écartées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont

pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal. 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. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi énergie climat introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le plafond de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, seuls 100 TWh seront livrés et la CRE procédera comme l'année précédente à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur.

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH) (voir note 4.1).

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Sur l'exercice 2019, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre notable hormis les opérations présentées en notes 3.2.1, 3.4.2, 3.4.5 et 3.4.7.

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).

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'Électricité 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 IdE 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 ;

- « **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 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 535	2 507	1 043	3 732	2 305	-	71 317
Chiffre d'affaires intersecur	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	27 870	16 087	3 377	9 574	7 567	2 690	1 565	4 281	2 728	(4 422)	71 317
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 615	5 101	527	772	578	339	1 193	349	505	(271)	16 708
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 483	1 892	230	(349)	72	42	670	(18)	1 009	(271)	6 760
Bilan :											
Goodwill	72	223	1 341	7 965	103	33	199	544	148	-	10 623
Immobilisations incorporelles et corporelles	58 275	63 499	2 591	19 034	5 410	2 226	9 773	2 288	626	-	163 722
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	2 593	-	90	127	104	2 058	1 063	75	304	-	6 414
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	19 190	4 473	1 912	5 268	1 788	620	659	1 911	2 645	-	38 466
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	3 662
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80 397
TOTAL ACTIF	80 130	68 195	5 934	32 394	9 142	6 862	11 694	4 818	3 718	-	303 284
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(4 047)	(3 192)	(263)	(1 009)	(409)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	(9 994)
Pertes de valeur	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)	-	(403)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	42	163	6 622	262	398	922	279	519	-	9 324
Investissements corporels et incorporels	6 091	4 610	210	3 352	288	227	1 608	275	48	-	16 709

(1) Au 31 décembre 2019, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le pailier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 667 millions d'euros (voir note 29).

États financiers 6.
Annexe aux comptes consolidés

6.1.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie ⁽¹⁾	Autre internat- ional	EDF Renou- velables	Dalkia	Autres métiers	Élimi- nations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 047	2 227	1 089	3 633	1 737	-	68 546
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	8 077	2 411	1 505	4 189	2 601	(4 664)	68 546
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 327	4 916	465	783	424	240	856	292	858	(263)	14 898
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 963	1 914	240	(397)	45	(10)	316	72	574	(263)	5 454
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 coentreprises ⁽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)	(343)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(8 775)
Portes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(6)	-	(103)	-	(4)	-	(290)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	326	401	848	304	518	-	8 177
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	277	216	1 919	388	112	-	16 016

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise 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 régulières pour 799 millions d'euros (voir note 29).

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 EDF Trading ;
- « **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
2019 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽²⁾	26 834	15 607	289	42 730
■ dont International et Autres métiers	21 854	-	6 733	28 587
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 688	15 607	7 022	71 317

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽²⁾	25 217	15 555	172	40 944
■ dont International et Autres métiers ⁽³⁾	20 962	-	6 640	27 602
CHIFFRE D'AFFAIRES	46 179	15 555	6 812	68 546

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017.

(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 6.1).

(3) Cette information a été retranchée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

Compte de résultat

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	65 760	63 283
dont ventes d'énergie ⁽²⁾	46 590	44 473
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽³⁾)	19 170	18 810
Autres ventes de biens et de services	4 531	4 381
Trading	1 026	876
CHIFFRE D'AFFAIRES	71 317	68 546

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les ventes d'énergie incluent 1 548 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 432 millions d'euros en 2018. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe (voir note 1.3.7). En 2019, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). En 2018, il s'agissait principalement de l'Italie (électricité) et du Royaume-Uni (électricité).

(3) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseaux de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement (voir note 1.3.7). Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 8.

Retraité des effets de change et pénimètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2019 est en hausse de 3,5 % soit 2,4 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 6,6 % soit + 1,6 milliard d'euro), au Royaume-Uni (+ 5,9 % soit + 0,5 milliard d'euro) et sur les Autres métiers (+ 35,6 % soit + 0,6 milliard d'euro), avec une diminution sur l'Italie (- 0,7 milliard d'euro soit - 8,1 %).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2019 est principalement liée à des effets prix en hausse pour un montant estimé de 2,1 milliards d'euros en lien principalement avec l'évolution positive des prix sur les offres de marché et la hausse du tarif réglementé de ventes de 7,7 % HT au 1^{er} juin 2019.

L'augmentation du chiffre d'affaires sur le Royaume-Uni s'explique principalement par un effet prix favorable sur l'électricité et la hausse des revenus de capacité suite à la remise en place du mécanisme (voir note 1.3.7), malgré une baisse des volumes vendus sur les marchés de gros, tandis que la diminution du chiffre d'affaires en Italie est principalement en lien avec les activités gaz, du fait de la baisse des prix et, dans une moindre mesure, des volumes vendus.

La hausse du chiffre d'affaires des Autres métiers provient essentiellement l'activité gazière GNL, soutenue en 2019 grâce à la compétitivité des moyens gaz en Europe et à une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

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)	2019	2018 ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽²⁾	(11 700)	(12 404)
Achats d'énergie ⁽²⁾	(15 041)	(13 351)
Charges de transport et d'acheminement	(8 325)	(7 701)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(7)	(18)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(18)	418
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(35 091)	(33 056)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) En 2019, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 417 et 3 117 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 271 et 2 694 millions d'euros en 2018. En 2019, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2018, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux

mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Services extérieurs	(13 120)	(13 089)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 598)	(3 494)
Production stockée et immobilisée	7 932	7 139
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	167	182
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(8 619)	(9 262)

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Retraitées des effets de change, périmètre et normes (IFRS 16), les autres consommations externes diminuent de 1,2 % par rapport à 2018.

Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Rémunérations	(8 911)	(8 736)
Charges de sécurité sociale	(1 951)	(1 957)
Intéressement et participation	(277)	(278)
Autres contributions liées au personnel	(360)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(250)	(231)
Avantages à court terme	(11 749)	(11 590)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(988)	(1 033)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(801)	(1 017)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 789)	(2 050)
Autres avantages à long terme	(222)	-
Indemnités de fin de contrat	(33)	(2)
Autres charges de personnel	(255)	(2)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 793)	(13 642)

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 0,6 % par rapport à 2018, principalement sur les secteurs Autres métiers, EDF Renouvelables et Dalkia.

10.2 Effectifs moyens

	2019	2018
Statut IEG	96 818	98 358
Autres	64 704	63 850
EFFECTIFS MOYENS	161 522	162 208

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 3.4.1 « Indicateurs » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Impôts et taxes sur rémunérations	(250)	(297)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 674)	(1 561)
Autres impôts et taxes	(1 874)	(1 832)
IMPÔTS ET TAXES	(3 798)	(3 690)

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018*
Subventions d'exploitation	12.1	7 834	6 846
Résultat de déconsolidation	12.2	576	194
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(188)	54
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(107)	76
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(41)	(132)
Autres produits et charges	12.3	(1 382)	(1 036)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		6 692	6 002

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

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 7 662 millions d'euros en 2019 (6 554 millions d'euros en 2018).

pour 560 millions d'euros (192 millions d'euros en 2018) comprenant, en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.4.5) ;

- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 22 millions d'euros (262 millions d'euros en 2018).

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2019 :

- 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)

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice et les pertes relatives aux créances d'exploitation incouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2019 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE, ainsi que l'évolution des indemnités de coupures liées aux aléas climatiques de 2019.

Note 13 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

(en millions d'euros)	2019	2018
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	642	(224)

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son 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.

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de (224) millions d'euros en 2018 à 642 millions d'euros en 2019, principalement en lien avec les positions sur le gaz chez Edison et une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité en 2019 (effet majoritairement prix et non volume).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 14 Pertes de valeur/reprises

14.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018*
Pertes de valeur sur goodwill	21	(57)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	22	(47)	(52)
Pertes de valeur sur actifs corporels	24-25	(299)	(238)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(403)	(290)

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2018 s'élevaient à (290) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (122) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis) pour (103) millions d'euros ;
- des actifs incorporels autres que goodwill pour (52) millions d'euros comprenant notamment la dépréciation de la marque British Energy pour (34) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (39) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2018 (voir note 26).

Les pertes de valeur enregistrées en 2019 s'élèvent à (403) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

14.2 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 2019, ainsi que certaines hypothèses clés retenues.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019, le Groupe a fait évoluer en tant que de besoin la méthodologie de réalisation des tests de pertes de valeurs en fonction des caractéristiques propres à chaque UGT.

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 2019 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EUI Energy	7 653	6,0 %	-	-
	Marque Edison	945	6,1 %	2,0 %	-
	Goodwill Zephyro (services énergétiques)	17	6,1 %	-	(17)
Framatome	Goodwill Framatome	1 326	5,7 %	0,5 %	-
	Goodwill Dalkia	555	4,3 %	1,7 %	-
	Goodwill UGT Pologne	8	6,3 %	1,7 %	(8)
Dalkia	Goodwill Dalkia Wastenergy	5	-	-	(5)
	Marque Dalkia	137	4,8 %	1,7 %	-
EDF Renouvelables	Goodwill Futuren (Allemagne)	17	4,25 %	1,5 %	(17)
Autres pertes de valeur					(10)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(57)

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 2019 (en millions d'euros)
	CCGT	Baisse des spark spreads et des perspectives de rémunération de la capacité à long-terme	6,0 %	(118)
Royaume-Uni	Autres actifs thermiques	Centrales en cours de fermeture	5,4 % - 6,0 %	(9)
	Actifs hydrauliques	Evolution défavorable de la régulation sur les concessions hydrauliques	6,1 %	(33)
Italie	Services énergétiques	Rentabilité moindre de certains contrats	6,1 % - 7,2 %	(5)
France		Projets arrêtés	-	(24)
	UGT Pologne	Perspectives de marché moins favorables	6,3 %	(48)
Dalkia	Autres UGT Dalkia		4,9 %	(44)
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,5 %	(29)
Autres pertes de valeur				(36)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(346)

Hypothèses générales

La note 1.3.14 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence en Europe sont en légère baisse par rapport au 31 décembre 2018 en lien avec la situation actuelle de marché qui conduit à une diminution du taux sans risque. Les autres paramètres retenus pour le calcul des CMPC sont restés à un niveau globalement stable par rapport au 31 décembre 2018. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2019 est en légère amélioration par rapport à 2018 avec des prix de marché de l'électricité en légère augmentation sur la France et la Belgique. En Italie, la situation est stable par rapport à l'an passé. On note, en revanche, un léger retrait sur les prix de l'électricité au Royaume-Uni.

Sur l'horizon de marché, les prix forward retenus sont en cohérence avec ces évolutions.

Sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est stable par rapport à l'an dernier, le scénario de référence retenu dans le cadre des tests réalisés lors de la clôture 2018 ayant anticipé la diminution des trajectoires de prix des commodités gaz et charbon. La trajectoire haussière sur les prix des quotas de CO₂ dans le cadre du mécanisme de l'ETS (EU Emissions Trading System) a été conservée du fait du bon fonctionnement de la phase 3 du dispositif pour atteindre les objectifs de la politique de décarbonation européenne. On note néanmoins, en début d'horizon un léger infléchissement de la courbe en lien avec des hypothèses d'efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure à la baisse des prix du gaz livré en Europe, puis, en fin d'horizon, une légère réévaluation en raison de la hausse des hypothèses véhicules électriques et hydrogène retenues. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, même si des incertitudes demeurent, les mécanismes de capacité qui sont mis en œuvre progressivement sous différentes modalités selon les pays permettent d'assurer une rémunération contribuant à la rentabilité de certains actifs de production, et venant confirmer les hypothèses retenues dans les tests de dépréciation. Ainsi, après la suspension fin 2018 du mécanisme au Royaume-Uni, la Commission européenne a confirmé le 24 octobre 2019 sa décision initiale d'octroi d'une autorisation d'aide d'état au marché de capacité permettant ainsi au gouvernement du Royaume-Uni de rétablir le dispositif. En Italie, les premières enchères de capacité se sont tenues courant novembre pour les livraisons des années 2022 et 2023.

À fin 2019, 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

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. Au 31 décembre 2019, les investissements nécessaires réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (6) millions d'euros en cohérence avec les décisions de fermeture anticipée des centrales ; le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam en septembre 2019, la fermeture de la centrale de West Burton A sera quant à elle planifiée en tenant compte des contrats de capacité. Concernant les actifs de stockage gaz, les investissements réalisés sur l'exercice sur le site de Hole House ont été dépréciés à hauteur de (3) millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, malgré le rétablissement du mécanisme de capacité, les perspectives long terme plus basses par rapport à l'exercice précédent sur les spark spreads et sur le niveau anticipé de rémunération de la capacité, conjuguées à des augmentations anticipées des charges de réseau par rapport à la vision fin 2018 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (118) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des spark spread aurait un impact d'environ 6 % 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 (8 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). Compte tenu des difficultés de production des centrales de Humberston et Dungeness rencontrées en 2018 et qui ont perduré sur l'exercice 2019, le test a été réalisé par prudence en intégrant un niveau de production revis à la baisse par rapport aux hypothèses retenues en 2018. La mise à jour de ces hypothèses de production a une incidence défavorable sur la valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy qui diminue par rapport à 2018, mais qui reste néanmoins largement supérieure à la valeur comptable. Une variation à la baisse de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 15 % sur la valeur recouvrable de l'actif, qui resterait supérieure à la valeur nette comptable des actifs.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au Contract for Difference (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Le test réalisé en 2019 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC (voir note 3.1.3). C'est-à-dire des coûts 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) estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,9 % (contre environ 9 % initialement).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur les actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2019. Les analyses de sensibilité conduites sur le CMPC montrent qu'une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas de risque de perte de valeur.

S'agissant d'HPC, la dernière revue de projet a mis en évidence un risque accentué 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 une diminution du TRI pour EDF d'environ 0,3 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif : par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling, seraient de nature à générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également, comme en 2018, des hypothèses prudentes sur le segment Commercialisation en lien avec le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique, tenant en particulier compte du cap sur le Standard Variable Tariff. Différentes analyses de sensibilités ont été conduites sur les hypothèses de taux de marge et de perte de part de marché : une diminution du taux de marge sur le long terme de 25 points de base conduirait à une diminution de la marge du test d'EDF Energy d'environ 6 %, des pertes de part de marché de 10 % sur le segment B2C et de 2 % sur le segment B2B auraient, quant à elles, un impact défavorable de l'ordre de 10 % sur la marge du test.

Enfin, 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 concrètes de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO₂ et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

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. La valeur de la marque reste justifiée sans prise en compte de l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3). Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. Pour mémoire, une étude externe de valorisation de la marque avait par ailleurs été réalisée fin 2018 et conduit à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable y compris sans tenir compte des flux E&P.

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable des actifs hydrauliques situés dans la province autonome de Trento est fortement pénalisée par les évolutions de la réglementation locale en matière de concession hydraulique. Une perte de valeur de (33) millions d'euros est ainsi enregistrée sur ces actifs. Plus globalement, la prise en compte dans le test de l'UGT hydraulique du décret SEMPLIFICAZIONE 2019 relatif aux modalités de renouvellement des concessions en Italie conduit à une diminution très significative de la marge du test. Par ailleurs, la sensibilité de la marge à une variation des prix de 10 % à la baisse conduirait à l'enregistrement d'une perte de valeur de l'ordre de (50) millions d'euros.

Concernant les services énergétiques, des pertes de valeur sont enregistrées sur des actifs spécifiques pour un montant de (27) millions d'euros dont (17) millions d'euros de dépréciation d'un goodwill constaté sur une acquisition récente (Zephyro) pour laquelle la valeur recouvrable a été pénalisée par le retard de mise en œuvre d'un contrat significatif.

Par ailleurs, la valeur recouvrable des actifs éoliens s'améliore en lien avec des investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction du nouveau CCGT Marghera. Les perspectives favorables sur le long terme des clean spark spreads et de rémunération de la capacité influent également favorablement sur la marge du test. Des tests de sensibilités ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas de risque de perte de valeur.

Framatome

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Framatome s'élève à 1 326 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée fin 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été déterminée sur la base d'un Business Plan sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré en fonction d'une vision conservatrice de la décomposition de l'EBIDTA de Framatome entre ses différentes activités qui ont été réparties en termes de profil de risque. Le test réalisé au 31 décembre 2019 fait apparaître un excédent significatif entre la valeur comptable et la valeur recouvrable de l'UGT.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur une hausse du CMPC de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 % sans remise en cause de la conclusion du test.

EDF Renewables

En 2019, (49) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renewables dont (17) millions d'euros au titre de la dépréciation du goodwill d'une entité allemande récemment acquise (Futuren) suite à la prise en compte de perspectives moins favorables sur ce marché. Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques et résultent notamment de perspectives tardives en baisse du fait des dispositions contractuelles ou des évolutions réglementaires (en Chine notamment).

Dalkia

Au 31 décembre 2019, le goodwill de Dalkia ressort à 555 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 2019, 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 2019 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, des pertes de valeur ont été enregistrées sur différentes UGT du Groupe Dalkia. En Pologne notamment, la valeur recouvrable des entités Dalkia est fortement pénalisée par des perspectives de revenus inférieures aux prévisions des années antérieures qui ne permettent pas de répercuter l'impact des augmentations d'investissements de mise en conformité. Ainsi, des pertes de valeur sont enregistrées pour (55) millions d'euros sur ces actifs dont (8) millions d'euros sur le goodwill.

D'autres UGT sont dépréciées sur l'exercice du fait de situation particulière telle que :

- la chute brutale des prix du papier au Canada et les conditions d'exploitation en résultant qui conduisent à enregistrer (11) millions d'euros de perte de valeur sur Dalkia Wastenergy dont (5) millions d'euros sur le goodwill ;
- la liquidation judiciaire d'Arjowiggins prononcée le 29 mars 2019 conduisant à la perte du client chaleur de la cogénération CCB et à la dépréciation des actifs correspondant pour (12) millions d'euros.

D'autres actifs isolés sont également dépréciés pour un montant cumulé de (27) millions d'euros.

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 dits « 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 1.3.14 sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2019. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, 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.

Les hypothèses de rémunération de capacité retenues pour le test sont en hausse par rapport à l'exercice précédent en cohérence avec l'analyse des fondamentaux

du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2019 s'élève à 19,5 euros du kilowatt.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 3.1.1.) c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros₂₀₁₉, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en autres produits et charges d'exploitation.

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. La marge du test est en augmentation par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2018, l'augmentation des coûts et le décalage de mise en service de Flamanville 3 étant plus que compensés par des effets favorables essentiellement liés à la diminution du taux d'actualisation et à l'effet positif de sortie des flux de l'exercice 2019.

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 2019 intègre également en sensibilité les propositions de la fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, sans modification des conclusions du test.

France – Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (24) millions d'euros de dépréciations en lien avec la décision d'arrêt de deux projets, un projet hydraulique et un développement informatique.

Autre International – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur Luminis 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 Luminis détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2019 à hauteur de (73) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 26.

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (185) millions d'euros au 31 décembre 2019. Ils comprennent la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019 (voir ci-dessous), ainsi que des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (105) millions d'euros au 31 décembre 2018 et comprenaient 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 (737) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros. Ils comprenaient également (36) millions d'euros liés aux primes exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions liés à l'ajustement du mécanisme de *guaranteed minimum pension* d'EDF Energy.

S'agissant de l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour le Groupe.

Le prix de cession des actions a été fixé le 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (*Volume-Weighted Average Price*), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 16 Résultat financier

16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽²⁾	(1 801)	(1 765)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(14)	(93)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(40)	102
Résultat net de change sur endettement	49	44
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 806)	(1 712)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2019 les intérêts relatifs à la dette locative (IFRS 16) de (85) millions d'euros au 31 décembre 2019.

16.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, 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 :

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(931)	(875)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 116)	(2 480)
Autres provisions et avances	(114)	(109)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 161)	(3 464)

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 39.3).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'intérêt réel de 10 points de base en 2019 contre 20 points de base en 2018, s'agissant des provisions nucléaires en France.

16.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	248	254
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	878	496
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 338	(995)
Autres charges financières	(129)	(274)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(9)	(93)
Produits sur les actifs de couverture	523	475
Intérêts d'emprunts capitalisés	740	502
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	4 606	378

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3).

Les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2019 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 740 millions d'euros (494 millions d'euros en 2018) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 138 millions d'euros (dont 136 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 2 millions en 2018 (dont 12) millions d'euros en 2018 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2019, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 338 millions d'euros. Dans

un contexte de marchés orientés à la hausse, cette évolution favorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 2 586 millions d'euros (dont 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de (248) millions d'euros. En 2018, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de (995) millions d'euros incluaient (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

L'augmentation des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à celle des immobilisations en cours relative à Flamanville 3 et HPC.

Note 17 Impôts sur les résultats

17.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018*
Impôts courants	(1 609)	(266)
Impôts différés	28	444
TOTAL	(1 581)	178

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

En 2019, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 519) millions d'euros et des autres filiales pour (90) millions d'euros (respectivement (168) millions d'euros et (98) millions d'euros en 2018).

17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	6 399	656
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(2 203)	(226)
Différences de taux d'imposition ⁽²⁾	185	1
Différences permanentes ⁽³⁾	162	30
Impôts sans base ⁽⁴⁾	118	239
Actifs d'impôts différés non reconnus	156	132
Autres	1	2
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 581)	178
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	24,71 %	- 27,13 %

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 581) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 %). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt de 5 743 millions d'euros (notamment lié aux variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers d'EDF SA), générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 977 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents (principalement variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, pertes de valeur et cessions), le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % en 2018.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2019 :
 - (2) l'impact favorable des différences de taux d'imposition pour 185 millions d'euros lié à l'écart entre le taux d'impôt France de 34,43 % et le taux d'impôt en Italie de 24 % et au Royaume-Uni de 19 %,
 - (3) l'effet favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 160 millions d'euros (principalement Alpiq et Nig),
 - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 204 millions d'euros ;
- pour 2018 :
 - (3) 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),
 - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2019	2018
Impôts différés actifs	978	1 220
Impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 009)	(1 142)
Variation en résultat net	28	508
Variation en capitaux propres	(402)	(354)
Écarts de conversion	(66)	23
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(275)	(28)
Autres mouvements ⁽²⁾	(14)	(16)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 738)	(1 009)
Dont impôts différés actifs	557	978
Dont impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.

(2) Intègre le reclassement de provision pour contentieux fiscaux à impôt différé passif pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23 (voir note 35) et un impôt différé actif au titre de contrôles fiscaux d'EDF International (voir note 50.1).

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2019 est liée à hauteur de (65) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((309) millions d'euros sur

l'exercice 2018) ainsi qu'à hauteur de (233) millions d'euros sur les variations de juste valeur de couverture de matières premières ((11) millions d'euros sur l'exercice 2018).

17.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 141)	(5 627)
Provisions pour avantages du personnel	5 018	4 493
Autres provisions et pertes de valeur	561	557
Instruments financiers	74	172
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 292	1 448
Autres	333	187
Impôts différés actifs et passifs	1 137	1 230
Impôts différés actifs non reconnus	(2 875)	(2 239)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 738)	(1 009)

Au 31 décembre 2019, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 875 millions d'euros (2 239 millions d'euros au 31 décembre 2018) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 091 millions d'euros (1 449 millions d'euros au 31 décembre 2018) 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 473 millions d'euros (485 millions d'euros en 2018) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables actifs sont de 395 millions d'euros (662 millions d'euros en 2018) et se situent principalement aux États-Unis pour 197 millions d'euros (230 millions d'euros en 2018) et en France pour 37 millions d'euros (214 millions d'euros en 2018). 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.

Note 18 Contrats de location

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2019
Revenus en provenance des sous-locations	73
Charges au titre des loyers variables	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(167)
Résultats de cessions-baïls	-
Excédent brut d'exploitation	(139)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(660)
Résultat d'exploitation	(799)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(85)
Résultat avant impôt de sociétés intégrées	(884)

Note 19 Résultat des activités en cours de cession

La ligne « Résultat net des activités en cours de cession » comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » pour les exercices 2018 et 2019 et d'autre part les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées

pour ces deux périodes. Pour l'exercice 2019, elle intègre une perte de valeur pour un montant de (513) millions d'euros, déterminée par différence entre la valeur comptable et la juste valeur nette des frais de cession (voir note 2.3.1).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P sur ces périodes sont les suivants :

(en millions d'euros)	2019	2018
Chiffre d'affaires	407	430
Excédent brut d'exploitation	252	367
Résultat d'exploitation	122	136
Résultat financier	(25)	(11)
Impôt sur les résultats	(38)	(103)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	59	22
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	(513)	(234)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	(454)	(212)

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 20 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)	2019	2018
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 155	1 177
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	5 597	1 384
dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	(442)	(207)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	4 566	593
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	5 008	800
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	(442)	(207)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 029 504 511	2 968 327 473
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 029 504 511	2 968 327 473
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,50	0,20
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,50	0,20
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1,65	0,27
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1,65	0,27
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	(0,15)	(0,07)
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	(0,15)	(0,07)

En 2019, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une

augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 881 millions d'euros correspondant à l'émission de 93 353 410 actions.

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Note 21 Goodwill

21.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 195	10 036
Acquisitions	66	116
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 14)	(57)	-
Écarts de conversion	392	(61)
Autres mouvements	27	104
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 623	10 195
Valeur brute à la clôture	11 418	10 960
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(795)	(765)

En 2019, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Forquard par Framatome, d'entités de services en Belgique et la première consolidation des filiales de Cyclife au Royaume-Uni et en Suède ;
- des écarts de conversion pour 392 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2018, les variations observées étaient 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, à l'acquisition d'Edison Énergie (ex GNV) et Attiva réalisée par Edison en Italie pour respectivement 80 millions d'euros et 13 millions d'euros et à des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

21.2 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)	31/12/2019	31/12/2018
France – Production et commercialisation	72	53
France – Activités régulées	223	223
Framatome	1 341	1 311
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 965	7 578
Italie	104	108
Autre international	33	20
Dalkia	544	548
EDF Renouvelables	199	206
Autres métiers	142	142
TOTAL GROUPE	10 623	10 195

Note 22 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements	31/12/2019
Logiciels	4 664	726	(93)	50	(42)	(10)	5 295
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	581	-	-	-	-	(77)	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	501	1 400	(1 436)	11	-	(2)	474
Autres immobilisations incorporelles	8 720	460	(15)	37	(1 195)	(88)	7 919
Immobilisations incorporelles en cours ⁽²⁾	1 233	183	(10)	8	(10)	11	1 415
Valeurs brutes	15 699	2 769	(1 554)	106	(1 247)	(166)	15 607
Logiciels	(2 417)	(656)	92	(36)	41	13	(2 963)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(233)	(35)	-	-	-	//	(191)
Autres immobilisations incorporelles	(3 131)	(446)	11	(18)	475	6	(3 103)
Amortissements et pertes de valeur	(5 781)	(1 137)	103	(54)	516	96	(6 257)
VALEURS NETTES	9 918	1 632	(1 451)	52	(731)	(70)	9 350

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P et la cession de NRG (voir note 3.4.5).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2019 :

- 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 1 120 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 414 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (47) millions d'euros a été enregistrée en 2019 ((52) millions d'euros en 2018).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 523 millions d'euros en 2019 (510 millions d'euros en 2018).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 23 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

23.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	56 533	54 671
Immobilisations en cours	1 880	1 838
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	58 413	56 515

23.2 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 31/12/2018	2 895	93 279	4 378	100 552
Augmentations ⁽¹⁾	178	4 232	422	4 832
Diminutions	(12)	(541)	(176)	(729)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	3 061	96 970	4 624	104 655
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(1 458)	(41 694)	(2 723)	(45 875)
Dotations nettes aux amortissements	(69)	(235)	(199)	(503)
Diminutions	16	447	162	625
Autres mouvements ⁽²⁾	(12)	(2 242)	(115)	(2 369)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	(1 523)	(43 724)	(2 875)	(48 122)
Valeurs nettes au 31/12/2018	1 437	51 585	1 655	54 677
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	1 538	53 246	1 749	56 533

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

Note 24 Immobilisations en concessions des autres activités

24.1 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)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	5 705	6 026
Immobilisations en cours	1 155	1 313
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	6 860	7 339

24.2 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 31/12/2018	1 510	12 902	24	609	15 045
Augmentations	23	259	8	33	323
Diminutions	(6)	(33)	(6)	(11)	(56)
Écarts de conversion	-	7	-	1	8
Mouvements de périmètre*	-	(2 131)	-	(8)	(2 139)
Autres mouvements	1	1/	1	-	19
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	1 528	11 021	27	624	13 200
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(929)	(7 653)	(15)	(422)	(9 019)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(264)	(6)	(31)	(333)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	-	-	-
Diminutions	5	29	1	10	45
Écarts de conversion	-	(5)	-	-	(5)
Mouvements de périmètre*	-	1 805	-	14	1 819
Autres mouvements	-	/	-	(9)	(2)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	(956)	(6 081)	(20)	(438)	(7 495)
Valeurs nettes au 31/12/2018	581	5 249	9	187	6 026
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	572	4 940	7	186	5 705

* Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations en concessions de l'activité E&P.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations cédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et tiennent compte de la présentation des concessions E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente.

Sur l'exercice 2019, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élèvent à (14) millions d'euros.

En 2019, la variation observée sur les immobilisations en concessions, concerne notamment le reclassement des actifs de l'activité E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de (546) millions d'euros.

Note 25 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation

25.1 Valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilisations	50 011	47 779
Immobilisations en cours	34 755	30 377
Immobilisations financées par location-financement*	n.a	96
Actifs au titre du droit d'utilisation*	4 333	n.a
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION, AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	89 099	78 252

n.a. : non applicable

* Au 31 décembre 2018, ces actifs comprennent les seules immobilisations financées par location-financement (96 millions d'euros)

Au 31 décembre 2019, ils intègrent également les actifs relatifs aux locations preneur de l'ensemble des filiales du Groupe (IFRS 16).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre comprennent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 13 653 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 028 millions d'euros. Elles comprennent également les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 10 942 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 318 millions d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2019 est de 10 833 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 10 645 millions d'euros en immobilisations en cours et 188 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service). Ce montant 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 422 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 611 millions d'euros, et
- tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 476 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

(1) Soit 252 millions d'euros en valeur brute diminuée de 64 millions d'euros d'amortissements.

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019 de 9 800 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 9 octobre 2019 de 12,4 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₉.

Les immobilisations en cours augmentent de 4 378 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2019 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 25.2). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2019 concernent principalement :

- le secteur France – Production et commercialisation pour 5 689 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme « Grand carénage », les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur Royaume-Uni pour 3 381 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 721 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

25.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et actifs au titre du droit d'utilisation)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	12 968	71 390	19 445	19 354	123 157
Augmentations	824	3 999	394	2 375	7 592
Diminutions	(76)	(1 225)	(127)	(447)	(1 875)
Écarts de conversion	52	563	162	293	1 070
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	26	-	(1 419)	(178)	(1 571)
Autres mouvements ⁽²⁾	3	486	31	(81)	439
VALEURS BRUTES AU 31/12/2019	13 797	75 213	18 486	21 316	128 812
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(7 191)	(47 224)	(12 599)	(8 364)	(75 378)
Dotations nettes aux amortissements	(350)	(3 115)	(609)	(1 286)	(5 360)
Pertes de valeur nettes de reprises	(23)	-	(131)	(110)	(264)
Diminutions	59	1 129	122	403	1 713
Écarts de conversion	(7)	(290)	(151)	(106)	(554)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(8)	-	630	149	771
Autres mouvements ⁽²⁾	2	155	(27)	141	271
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2019	(7 518)	(49 345)	(12 765)	(9 173)	(78 801)
Valeurs nettes au 31/12/2018	5 777	24 166	6 846	10 990	47 779
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	6 279	25 868	5 721	12 143	50 011

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de l'activité E&P.

(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 336 millions d'euros (voir note 32.1).

25.3 Actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2018	10	469	479
Retraitement IFRS 16 (voir note 2.1)	4 199	293	4 492
Valeurs brutes retraitées au 01/01/2019	4 209	762	4 971
Augmentations ⁽¹⁾	462	82	544
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	27	1	28
Mouvements de périmètre	(7)	6	(1)
Autres mouvements ⁽²⁾	(171)	(16)	(187)
Valeurs brutes au 31/12/2019	4 520	835	5 355
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2018	(5)	(378)	(383)
Dotations nettes aux amortissements	(542)	(118)	(660)
Diminutions	-	-	-
Écarts de conversion	(1)	-	(1)
Mouvements de périmètre	5	(3)	2
Autres mouvements	2	18	20
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2019	(541)	(481)	(1 022)
Valeurs nettes au 31/12/2018	5	91	96
Valeurs nettes retraitées au 01/01/2019	4 204	384	4 588
VALEURS NETTES AU 31/12/2019	3 979	354	4 333

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation.

Note 26 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2019			31/12/2018	
(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	A	50,10	1 417	308	1 406	283
Tarshan (TNPJVC) ⁽²⁾	P	30,00	n.c.	n.c.	984	(2)
Autres participations détenues par EDF SA			1 448	59	1 216	110
Participations détenues par EDF Renouvelables			1 063	77	1 307	79
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c.	n.c.	1 085	38
Sous total			6 414	519	5 998	508
CENG (reclassé en actifs détenus en vue de leur vente – voir note 46)	P	49,99	n.a.	288	1 667	102
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	P, D, A, T	n.a.	n.a.	11	622	(41)
Sous total				299	2 289	61
TOTAL				818	8 287	569

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué.

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) 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 2019.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Les autres participations détenues par EDF SA sont des actifs dédiés (voir note 48.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Compagnie Énergétique de Sinopec (CES) (dont la mise en service a eu lieu le 16 septembre 2019 pour la première turbine et le 18 octobre 2019 pour la seconde), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd., Nachtigal (dont la construction a démarré en mars 2019 et la mise en service opérationnelle est prévue fin 2023), et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables.

Les titres CENG ont été reclassés en IFRS 5 suite à la notification du Groupe d'exercer l'option de vente de sa participation (voir notes 3.2.2 et 46).

La participation dans Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1).

Sur l'exercice 2019, (73) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques.

26.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)**26.1.1 Éléments financiers de CTE**

Les principaux indicateurs financiers du pôle CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	18 568	17 740
Actifs courants	3 120	2 854
TOTAL ACTIF	21 688	20 593
Capitaux propres	2 829	2 807
Passifs non courants	15 059	13 225
Passifs courants	3 800	4 561
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	21 688	20 593
Chiffre d'affaires	4 856	4 817
Excédent brut d'exploitation	2 181	2 058
Résultat net	615	566
Endettement financier net	12 256	11 799
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(279)	78
Dividendes versés	313	313

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.

26.2 Taishan**26.2.1 Éléments financiers de Taishan**

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	11 595	11 030
Actifs courants	451	350
TOTAL ACTIF	12 046	11 380
Capitaux propres	3 279	3 316
Passifs non courants	7 777	6 864
Passifs courants	990	1 200
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	12 046	11 380
Chiffre d'affaires	32	-
Résultat net	(8)	(56)
Dividendes versés	-	-

26.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), 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 TNPJVC :

- fourniture de deux lots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019 (voir note 3.1.4).

Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^e génération en Chine, dont Taishan.

Le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018).

Les mécanismes d'indexation et le niveau du tarif après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision.

Les travaux de mise à jour du business plan ont été conduits en intégrant cette décision tarifaire temporaire. Ils n'entraînent pas de dépréciation de l'actif dans les comptes au 31 décembre 2019.

Note 27 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 649	(4)	10 645	10 671	(6)	10 665
Autre combustible	872	(30)	842	957	(14)	943
Autres approvisionnements	1 624	(360)	1 264	1 613	(302)	1 311
En-cours de production de biens et services	497	(30)	467	538	(30)	508
Autres stocks	869	(38)	831	840	(40)	800
TOTAL STOCKS	14 511	(462)	14 049	14 619	(392)	14 227

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019 (7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 141 millions d'euros au 31 décembre 2019 (142 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Note 28 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2019	31/12/2018
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		15 066	14 468
dont actifs sur contrat	28.3	400	439
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 583	2 446
Dépréciations		(1 043)	(1 004)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		15 606	15 910

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 6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019 (6 827 millions au 31 décembre 2018).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

28.1 Créances échues/non échues

	31/12/2019			31/12/2018		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<i>(en millions d'euros)</i>						
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	16 649	(1 043)	15 606	16 914	(1 004)	15 910
dont créances échues de moins de 6 mois	1 262	(187)	1 075	1 318	(214)	1 104
dont créances échues de 6 à 12 mois	367	(124)	243	393	(152)	241
dont créances échues de plus de 12 mois	940	(514)	426	877	(511)	366
dont total des créances échues	2 569	(825)	1 744	2 588	(877)	1 711
dont total des créances non échues	14 080	(218)	13 862	14 326	(127)	14 199

28.2 Opérations de mobilisation de créances

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2019	31/12/2018
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	32	38
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 042	1 095

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 042 millions d'euros au 31 décembre 2019, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 095 millions d'euros en décembre 2018).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière documentée et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

28.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entrée 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. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

Note 29 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2019	31/12/2018
Charges constatées d'avance	1 429	1 719
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	1 667	799
Créances TVA	2 022	2 133
Créances fiscales (hors TVA)	153	342
Autres créances d'exploitation	3 540	4 149
AUTRES DÉBITEURS	8 811	9 142
dont part non courante	1 930	1 796
dont part courante	6 881	7 346
dont valeurs brutes	8 877	9 197
dont dépréciation	(66)	(55)

Au 31 décembre 2019, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 1 667 millions d'euros (799 millions d'euros au 31 décembre 2018). L'autre partie de la créance CSPE figure en prêts et créances financières (voir note 39.3).

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 278 millions d'euros (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France – Activités de production et commercialisation.

Note 30 Capitaux propres

30.1 Capital social

Au 31 décembre 2019, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,92 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions auto-détenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

En décembre 2019, le paiement en action d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation de capital social de 27 millions d'euros et une prime d'émission de 403 millions d'euros, suite à l'émission de 52 651 460 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

30.2 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 2019, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 4 882 938 actions pour une valeur de 64 millions d'euros.

30.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 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 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 en actions.

Le montant du solde 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 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

Le 19 novembre 2019, 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 2019, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2019 s'élève à 27 millions d'euros.

30.4 Instruments de capitaux propres

Au 31 décembre 2019, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 9 209 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2019 pour un montant net total de (1 125) millions d'euros (voir notes 3.3.2 et 3.3.3).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019 et de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2020, une rémunération d'environ 286 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE CHEZ EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	267	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 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

30.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

30.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2019			31/12/2018	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 764	(16)	2 612	(21)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	3 977	5	2 849	(3)
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	10	516	11
Luminus SA (ex E.ON Luminus SA)	31,4 %	376	(6)	380	(21)
Framatome	24,5 %	163	(22)	194	24
Autres participations ne donnant pas le contrôle	-	1 528	56	1 626	24
TOTAL	-	9 324	27	8 177	14

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 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 Aegysystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natis Belge Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement en 2018 et 2019 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 239 millions d'euros au 31 décembre 2019 (260 millions d'euros en 2018).

30.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	25 807	21 304
Actifs courants	3 649	3 289
TOTAL ACTIF	29 456	24 593
Capitaux propres	13 820	13 061
Passifs non courants	15 175	10 805
Passifs courant	461	727
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	29 456	24 593
Chiffre d'affaires	2 807	2 765
Résultat net	(81)	(106)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	841	(100)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	328	649
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(474)	(555)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	-	(113)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	472	483
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(146)	(19)
Incidence des variations de change	1 /	1
Autres incidences	(14)	/
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	329	472
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	-	23

Note 31 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019			31/12/2018		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 432	23 822	25 254	1 515	22 362	23 877
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		364	31 761	32 125	302	25 842	27 144
Provisions liées à la production nucléaire	32	1 796	55 583	57 379	1 817	49 204	51 021
Autres provisions pour déconstruction	33	105	1 573	1 678	91	2 033	2 124
Provisions pour avantages du personnel	34	945	20 539	21 484	998	17 627	18 625
Autres provisions	35	2 710	3 065	5 775	3 104	2 908	6 012
TOTAL PROVISIONS		5 556	80 760	86 316	6 010	71 772	77 782

Note 32 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 scénarios industriels.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	12 162	548	(1 092)	576	74	58	12 326
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 120	32	(29)	51	23	140	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 595	165	(232)	680	46	337	11 591
Provisions pour aval du cycle nucléaire	23 877	745	(1 353)	1 307	143	535	25 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	23 040	105	(174)	984	444	3 210	27 609
Provisions pour derniers cœurs	4 104	-	-	167	88	157	4 516
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	27 144	105	(174)	1 151	532	3 367	32 125
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	51 021	850	(1 527)	2 458	675	3 902	57 379

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2019 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel en France et au Royaume-Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 449 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 708 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 révision des hypothèses d'évaluation des passifs nucléaires de déconstruction au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1 994 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance NLF (voir note 32.2.3).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 32.1	Note 32.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 823	1 503	-	12 326
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	805	532	-	1 337
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	1 053	7	11 591
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2019	22 159	3 088	7	25 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2018	21 295	2 576	6	23 877
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	10 303	369	27 609
Provisions pour derniers cœurs	2 624	1 892	-	4 516
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2019	19 561	12 195	369	32 125
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2018	18 511	8 332	301	27 144

Les provisions nucléaires en France et au Royaume-Uni sont respectivement présentées en notes 32.1 et 32.2.

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe Engie) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 259 millions d'euros au 31 décembre 2019 (209 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 39.3) pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

32.1 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 48).

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 de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	32.1.1	10 698	535	(890)	515	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	32.1.2	751	29	(29)	36	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	32.1.2	9 845	161	(232)	650	106	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire		21 295	725	(1 151)	1 201	89	22 159
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32.1.3	15 985	105	(141)	694	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	32.1.4	2 526	-	-	97	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		18 511	105	(141)	791	295	19 561
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		39 806	830	(1 292)	1 992	384	41 720

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 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.

32.1.1 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 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'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano qui découlent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le

5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

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, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) 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 défini 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. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 48.4).

32.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

32.1.2.1 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 au 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 inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le champ des Équipements Importants pour la

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Protection des intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

32.1.2.2 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 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)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	10 531	9 846

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs, Cydife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface.

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 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 (PNGMDR) 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. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

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 HA-MAVL 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 a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGE 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 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.

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. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

32.1.3 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 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 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 cavene, 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. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 3.1.6).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	(20)	488	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	(121)	206	-	3 693
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	15 985	105	(141)	694	294	16 937

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 (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux 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, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGECC 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 primittres 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. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DIUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (Installations pour le Traitement des Tubes Guides de Grappe) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

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 32.1.2 « 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.

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). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. 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) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis 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 le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettraient d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour

lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055. Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

32.1.4 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.

32.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

32.1.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

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'OTAT 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.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du consensus *forecast* sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des swaps d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durées longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des swaps, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018), soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).

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 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1^{er} janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 % ;
- l'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019 ;
- le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

32.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échelonniers 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.

	31/12/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	53 070	22 159	50 901	21 295
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 331	2 624	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 893	19 561	31 677	18 511

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs ;

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

POUR L'EXERCICE 2019

(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	10 823	(228)	249	196	(215)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	/	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
■ derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	41 720	(1 645)	1 799	912	(1 025)

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)
■ 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)

32.2 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 15 282 millions d'euros au 31 décembre 2019 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 39.3) et s'élèvent à 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements*	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	1 464	13	(202)	61	74	93	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	369	3	-	15	23	122	532
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	743	3	-	30	46	231	1 053
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 576	19	(202)	106	143	446	3 088
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 754	-	(33)	280	444	2 858	10 303
Provisions pour derniers cœurs	1 578	-	-	70	88	156	1 892
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	8 332	-	(33)	350	532	3 014	12 195
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 908	19	(235)	456	675	3 460	15 283

* Les autres mouvements comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique. Cette variation résulte de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 1 347 millions d'euros et de la révision des hypothèses de calcul des passifs nucléaires à hauteur de 1 994 millions d'euros (voir note 32.2.3).

32.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des

centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, 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 2019 ;
- 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.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

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 1.3.16.1).

EDF Energy et les autorités britanniques ont engagé en 2019 des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de certains des accords conclus en janvier 2005 lors de la restructuration de British Energy, en particulier le Nuclear Liabilities Funding Agreement (NLFA), dans la perspective des fermetures à venir de tranches nucléaires. L'objectif de ces discussions est de préciser la définition des coûts de démantèlement à recouvrir par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund (et, le cas échéant, auprès du Trésor britannique qui garantit le NLF), et de préciser les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquiescer les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible (droit régi par l'Option Agreement). Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principes et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

EDF Energy prépare une modification du Baseline Decommissioning Plan (BDP) en vigueur, approuvé en 2017, dans la perspective de refléter la modification

envisagée de la répartition des responsabilités entre, d'une part, EDF Energy sur la phase de déchargement du combustible et, d'autre part, l'agence publique NDA (Nuclear Decommissioning Authority) sur la phase de déconstruction. Une première étape correspondant à la mise à jour du devis d'évacuation du combustible s'est ainsi traduite par un dépôt par EDF Energy du Decommissioning Plan en janvier 2020, sur lequel un retour de la NDA est attendu pour avril 2020, la deuxième étape, correspondant à la mise à jour des devis portant sur la phase de déconstruction, est prévue pour 2021.

32.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2019		31/12/2018	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	2 655	1 503	2 665	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 979	532	1 856	369
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 886	1 053	3 645	743
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 520	3 088	8 166	2 576

32.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction du Groupe. 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.

Comme indiqué ci-dessus, EDF Energy a soumis fin janvier 2020 la première phase du Decommissioning Plan Submission (DPS 2020) qui contient une mise à jour de la stratégie, du plan et des estimations de la phase de déchargement du combustible des AGR (Advanced Gas-cooled Reactor). Cette révision a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros (3,9 milliards d'euros contre 2 milliards d'euros dans la précédente évaluation), liée notamment à la prise en

compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel.

La NDA devrait examiner les propositions du DPS 2020 d'ici avril 2020. Tous les coûts figurant dans ces propositions sont considérés comme admissibles par la NDA et la créance NLF a donc été mise à jour.

La deuxième phase de la proposition du DPS 2020 est prévue pour 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell et une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

	31/12/2019		31/12/2018	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	19 278	10 187	15 741	6 637

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 2019 (voir note 32.2.1).

32.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les

durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2019 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2 % (2,5 % au 31 décembre 2018).

Note 33 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison ⁽¹⁾	Framatome ⁽²⁾	Autres ⁽³⁾	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION						
AU 31/12/2019 ⁽¹⁾	667	143	161	388	319	1 678
Autres provisions pour déconstruction						
au 31/12/2018	658	132	716	350	268	2 124

(1) La diminution des autres provisions pour déconstruction d'Edison s'explique essentiellement par le reclassement des activités E&P en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir notes 2.3 et 46).

(2) Dont 83 millions d'euros de provisions concernant des installations Nucléaires de Base en France.

(3) Dont 48 millions d'euros de provisions concernant des installations Nucléaires de Base de Cycle France (ex SOCODEO).

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

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 2019 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 34 Provisions pour avantages du personnel

34.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour avantages du personnel – part courante	945	998
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	20 539	17 627
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 484	18 625

34.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018 ⁽¹⁾	38 479	(20 791)	17 688
Charge nette de l'exercice 2019	1 954	(523)	1 431
Écarts actuariels	5 130	(2 668)	2 462
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(283)
Cotisations salariales	12	(12)	-
Prestations versées ⁽²⁾	(2 128)	1 117	(1 011)
Écarts de conversion	455	(501)	(46)
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 31/12/2019	43 899	(23 661)	20 238
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			21 484
Actifs financiers non courants			(1 246)

(1) Le passif net au 31 décembre 2018 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 625 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (937) millions d'euros soit un passif net de 17 688 millions d'euros.

(2) Dont 272 millions d'euros payés au titre d'une liquidation de régime aux États-Unis.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élevaient à 5 130 millions d'euros :

- dont 4 151 millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour 5 515 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (926) millions d'euros,
 - le projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 pour (285) millions d'euros,
 - la mise à jour de la loi de salaire pour (183) millions d'euros ; et
- dont 873 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 34.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2019 s'élevaient à (2 668) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (998) millions d'euros et en France de (1 647) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés actions.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élevaient à (3 898) millions d'euros, dont :

- (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation pour (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité pour (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire pour (491) millions d'euros ; et
- (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

34.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(821)	(1 018)
Coût des services passés	3	(19)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	20
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 023)	(1 017)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(931)	(875)
Produit sur les actifs de couverture	523	475
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(408)	(400)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 431)	(1 417)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(5 130)	3 898
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 668	(746)
Écarts de conversion	46	(8)
Écarts actuariels	(2 462)	3 152
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(2 416)	3 144

34.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2018	29 201	8 248	1 030	38 479
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	473	45	1 954
Écarts actuariels	4 151	873	106	5 130
Cotisations salariales	-	11	1	12
Prestations versées	(1 478)	(369)	(281)	(2 128)
Écarts de conversion	-	454	1	455
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2019	33 310	9 690	899	43 899
Juste valeur des actifs de couverture	(12 581)	(10 712)	(368)	(23 661)
PASSIF NET AU 31/12/2019 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	20 729	(1 022)	531	20 238
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	20 729	224	531	21 484
Actifs financiers non courants ⁽²⁾	-	(1 246)	-	(1 246)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 34.2).

(2) Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 34.3.1).

États financiers **6.**
Annexe aux comptes consolidés

(en millions d'euros)

	France*	Royaume-Uni	Autres	Total
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)
PROVISIONS 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		(937)		(937)

* La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 34.2)

34.2 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 1.3.21.

34.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)

	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Solides au 31/12/2018	29 201	(11 165)	18 036
Charge nette de l'exercice 2019	1 436	(252)	1 184
Écarts actuariels	4 151	(1 647)	2 504
Cotisations versées aux fonds	-	-	-
Prestations versées	(1 478)	483	(995)
SOLDES AU 31/12/2019	33 310	(12 581)	20 729

34.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)

	2019	2018
Coût des services rendus	(563)	(732)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	(205)	17
Charges nettes en résultat d'exploitation	(768)	(715)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(627)
Produit sur les actifs de couverture	252	221
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(416)	(406)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 184)	(1 121)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	(259)
Écarts actuariels	(2 504)	3 064
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(2 504)	3 064

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018
Variation liée aux écarts d'expérience	(95)	(90)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	(1)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(4 260)	2 968
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(4 356)	3 340
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	3 323
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(205)	17

* 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 2019 s'élèvent à (4 356) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation, du projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 et à la mise à jour de la loi de salaires (voir note 34.2.7).

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.

34.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel**Au 31 décembre 2019**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	31 776	(12 581)	19 195
Dont :			
Retraites	24 463	(11 778)	12 685
Avantage en nature énergie	4 876	-	4 876
Indemnités de fin de carrière	898	(787)	111
Autres	1 539	(16)	1 523
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2019	1 534	-	1 534
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 290	-	1 290
Médailles du travail	214	-	214
Autres	30	-	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2019	33 310	(12 581)	20 729

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

34.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	18 994	16 009
Retraités	14 316	13 192
TOTAL ENGAGEMENTS	33 310	29 201

34.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018) 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 :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
ACTIFS DE COUVERTURE	12 581	11 165
Actifs pour régime spécial de retraite	11 778	10 416
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	73 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	787	734
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66 %	73 %
Autres actifs de couverture	16	15

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 57 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % 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 2018.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % 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.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 17,4 % en 2019.

34.2.6 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	1 427	1 418
De un à cinq ans	4 837	4 645
De cinq à dix ans	5 033	4 514
À plus de dix ans	36 539	22 733
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	47 836	33 310

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,6 ans.

34.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,30 %	2,30 %
Taux d'inflation	1,30 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,40 %	2,60 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée 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. La baisse notable du taux d'actualisation (100 bp) est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2019.

L'évolution au 31 décembre 2019 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,30 % au 31 décembre 2019 (2,30 % au 31 décembre 2018).

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du consensus *forecast* sur

le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des *swaps* d'inflation a été retenue.

Compte tenu de ces éléments, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,3 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, ont fait l'objet d'une mise à jour sur 2019 par l'utilisation des évolutions de salaire constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels) en lieu et place des évolutions constatées sur la période 2010-2012 ajustées d'un coefficient d'abattement représentant la réduction des évolutions salariales prévues à long terme. Cette mise à jour n'a pas eu d'impact significatif sur l'évaluation des engagements.

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.

34.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,8 % / + 5,2 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 4,6 % / - 4,3 %

34.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.21.

34.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018	8 248	(9 039)	(791)
Charge nette de l'exercice 2019	473	(263)	210
Écarts actuariels	873	(998)	(125)
Cotisations versées aux fonds	-	(269)	(269)
Cotisations salariales	11	(11)	-
Prestations versées	(369)	369	-
Écarts de conversion	454	(501)	(47)
SOLDES AU 31/12/2019	9 690	(10 712)	(1 022)
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	224
Actifs financiers non courants	-	-	(1 246)

États financiers 6.

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.21.2.2) pour un montant global de 1 246 millions d'euros contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 ».

Par ailleurs, EDF Energy a constaté une provision sur son plan de retraite EEPS de 224 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 146 millions d'euros au 31 décembre 2018.

34.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2019	2018
Coût des services rendus	(230)	(258)
Coût des services passés	-	(15)
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(230)	(273)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(243)	(232)
Produit sur les actifs de couverture	263	248
Charge d'intérêt nette en résultat financier	20	16
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(210)	(257)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(873)	518
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	998	(463)
Écarts actuariels	125	55
Écarts de conversion	47	(6)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	172	49

34.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Participants en activité	5 202	4 948
Retraités	4 488	3 300
TOTAL ENGAGEMENTS	9 690	8 248

34.3.4 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 10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

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.

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 144	6 963
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 493	1 267
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 075	809
ACTIFS DE COUVERTURE	10 712	9 039
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	9 %
Instruments de créances cotés (obligations)	57 %	61 %
Biens immobiliers	7 %	8 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 %	3 %
Autres	23 %	19 %

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 15 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2019, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 67 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 7 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2018.

34.3.5 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	269	264
De un à cinq ans	1 093	1 050
De cinq à dix ans	1 515	1 353
À plus de dix ans	12 954	7 024
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	15 830	9 690

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 269 millions d'euros pour l'exercice 2020 (277 millions d'euros employeur et 12 millions d'euros employés).

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,5 ans au 31 décembre 2019.

34.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs*	2,11 %	2,86 %
Taux d'inflation	2,89 %	2,99 %
Taux d'augmentation des salaires	2,28 %	2,39 %

* Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du 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.

34.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2019
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,6 % / - 3,4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,4 % / - 0,4 %

Note 35 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmen- tations	Provisions utilisées	Diminutions Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2019
Provisions pour risques liés aux filiales et participations ⁽¹⁾	934	9	(201)	-	-	24	766
Provisions pour risques fiscaux ⁽²⁾	448	59	(91)	(3)	(2)	(256)	155
Provisions pour litiges	362	64	(69)	(86)	-	8	479
Provisions pour contrats onéreux ⁽³⁾	1 208	448	(324)	(14)	-	38	1 356
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 137	1 847	(1 529)	(13)	-	75	1 517
Autres provisions pour risques et charges ⁽⁴⁾	1 723	694	(732)	(115)	(20)	(48)	1 502
TOTAL	6 012	3 121	(2 946)	(231)	(22)	(159)	5 775

(1) Inclut la reprise sur provision relative à Alpiq.

(2) Reclassement de provision pour risques fiscaux à impôt différé passif (voir note 17.3) pour un montant de 235 millions d'euros conformément à IFRIC 23.

(3) Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement le contrat long-terme conclu avec Dunkerque LNG ainsi que des contrats à long terme d'achat et de vente d'énergie.

(4) 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.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) (voir note 1.3.26).

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont principalement composées de provision au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni.

La hausse des provisions sur l'exercice est principalement expliquée par les excédents d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe qui s'élève à 414 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 175 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Quotas d'émission de gaz

La troisième période du système de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne, 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 ce dispositif sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

En 2019, le Groupe a restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018. En 2018, le Groupe avait restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017.

Pour l'année 2019, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2018).

Au 31 décembre 2019, le volume des émissions s'élève à 21 millions de tonnes (24 millions de tonnes pour l'année 2018).

Certificats d'énergie renouvelable

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2019, une provision de 1 103 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et 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.

Note 36 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)	31/12/2019	31/12/2018
Contre-valeur des biens*	51 085	49 327
Financement concessionnaire non amorti	(27 387)	(25 669)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 698	23 658
Amortissement du financement du concédant	14 389	13 792
Provisions pour renouvellement	9 378	9 474
Droits sur biens à renouveler	23 767	23 266
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	47 465	46 924

* Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (131 millions d'euros en 2018).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 37 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 243	11 177
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 624	2 244
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	12 867	13 421

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment

n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

Note 38 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Dont passifs sur contrat	31/12/2018	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 975	1 761	1 920	1 858
Fournisseurs d'immobilisations	3 824	-	3 757	-
Dettes fiscales	4 439	-	4 624	-
Dettes sociales	4 535	-	4 388	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 412	3 412	3 413	3 413
Autres produits constatés d'avance	641	509	609	577
Autres dettes	2 712	-	2 198	-
AUTRES CRÉDITEURS	21 538	5 682	20 908	5 848
dont part non courante	4 928	3 473	4 896	3 805
dont part courante	16 610	2 209	16 012	2 043

38.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 651 millions d'euros (679 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2019, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 560 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 (659 millions d'euros au 31 décembre 2018).

38.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2019, 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 1 709 millions d'euros (1 663 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

38.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2019 pour 543 millions d'euros (351 millions d'euros sur l'année 2018).

38.5 Information sur les passifs sur contrat

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.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2019
Acomptes reçus	1 858	1 915	(1 992)	(37)	(1)	-	18	1 761
Produits constatés d'avance long terme	3 413	476	(545)	(2)	64	4	2	3 412
Autres produits constatés d'avance	577	413	(481)	-	-	-	-	509

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 761 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 921 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 12 388 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exaltium pour un montant de 1 330 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

Annexe aux comptes consolidés

Actifs et passifs financiers

Note 39 Actifs financiers courants et non courants

39.1 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)	31/12/2019			31/12/2018		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 711	6 208	23 919	17 659	5 279	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	5	447	452	6	407	413
Titres en juste valeur en résultat	1 593	20 193	21 786	3 175	16 985	20 160
Titres de dettes ou de capitaux propres	19 309	26 848	46 157	20 840	22 671	43 511
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 813	-	6 813	6 404	-	6 404
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 803	3 956	5 759	1 646	2 737	4 383
Prêts et créances financières *	1 476	15 415	16 891	2 253	11 696	13 949
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	29 401	46 219	75 620	31 143	37 104	68 247

* Dont dépréciation pour (352) millions d'euros au 31 décembre 2019 ((281) millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.2 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)	31/12/2019			31/12/2018	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 253	-	19 765	26 018	21 820
Actifs liquides	17 347	-	1 553	18 900	20 538
Autres actifs*	320	452	468	1 240	1 153
TOTAL	23 919	452	21 786	46 157	43 511

* Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 48.

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)	2019			2018		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽³⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽³⁾
Actifs dédiés d'EDF	297	-	136	(72)	-	(12)
Actifs liquides	139	-	7	(43)	-	12
Autres titres	-	(22)	-	-	(37)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽⁴⁾	436	(22)	143	(115)	(37)	-

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe

(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe

(3) Non coentreprises et entreprises associées

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2019 concernent principalement EDF pour 293 millions d'euros dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

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.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2019.

39.2.1 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 48.

39.2.2 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 409 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018).

39.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	9 220
Prêts et créances financières – CSPE*	684	2 060
Autres prêts et créances financières	2 904	2 669
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	16 891	13 949

* Dont 684 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2019 (2 060 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Au 31 décembre 2019, 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 13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. L'augmentation de la créance NLF en 2019 est le corollaire de celle des provisions suite aux modifications de devis, telles qu'exposés en note 32.2 ;
- 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 2019 s'élevaient à 1 399 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 ;

- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :

- le surfinancement des plans des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy pour un montant de 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018,
- le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 230 millions d'euros au 31 décembre 2019 (203 millions d'euros au 31 décembre 2018) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture.

39.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

39.4.1 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmen- tations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actua- lisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2019
Titres en juste valeur en OCI recyclable	22 938	445	468	-	-	50	18	23 919
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	413	39	(48)	-	10	1	37	452
Titres en juste valeur en résultat	20 160	(1 079)	2 792	-	(30)	-	(57)	21 786
Prêts et créances financières	13 949	(1 754)	-	378	194	657	3 467	16 891

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 376) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif à la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement

britannique (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018) et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 937 millions d'euros au 31 décembre 2018).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

39.4.2 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	Changement de méthode	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	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

Note 40 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)	31/12/2019	31/12/2018
Disponibilités	3 698	2 855
Équivalents de trésorerie *	236	435
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	3 934	3 290

* Dont part à la juste valeur pour 236 millions d'euros au 31 décembre 2019 (435 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 213 millions d'euros au 31 décembre 2019 (235 millions d'euros au 31 décembre 2018) (voir note 1.3.25).

Note 41 Passifs financiers courants et non courants

41.1 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)	31/12/2019			31/12/2018		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	56 306	11 074	67 380	50 901	8 287	59 188
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	6 327	6 327	-	7 160	7 160
Juste valeur négative des dérivés de couverture	696	1 134	1 830	1 228	1 720	2 948
PASSIFS FINANCIERS	57 002	18 535	75 537	52 129	17 167	69 296

41.2 Emprunts et dettes financières

41.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative ⁽¹⁾	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2018	50 401	3 098	4 026	324	1 339	59 188
Retraitements IFRS 16 (voir note 2.1)	-	-	-	4 492	-	4 492
Soldes retraités au 01/01/2019	50 401	3 098	4 026	4 816	1 339	63 680
Augmentations	3 025	1 789	4 266	544	188	9 812
Diminutions	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	(185)	(7 454)
Écarts de conversion	311	32	26	26	-	395
Mouvements de périmètre ⁽²⁾	-	(1 266)	(17)	3	-	(1 280)
Variations de juste valeur	2 047	-	(38)	-	-	2 009
Autres mouvements	-	19	367	(158)	(11)	217
SOLDES AU 31/12/2019	52 448	3 139	5 952	4 510	1 331	67 380

(1) Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.

Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.

(2) Les mouvements de périmètre concernant essentiellement l'effet de la perte de contrôle de Nng (voir note 3.4.5).

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2019
Émissions d'emprunts	3 025	1 789	4 266	-	-	9 080
Remboursements d'emprunts	(3 336)	(533)	(2 679)	(721)	293	(6 976)

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	56 777	48 650
EDF Energy ⁽²⁾	3 711	3 345
EDF Renouvelables	5 438	5 741
Edison ⁽³⁾	654	549
Autres entités	800	903
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	67 380	59 188

(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 2019, 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

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission *	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
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 MIN (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 MIN	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 MIN	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 MIN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

* Date de réception des fonds

Les 27 novembre et 2 décembre 2019, EDF a levé respectivement 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros dans le cadre de son programme EMTN (voir note 3.3.4).

Au 31 décembre 2019, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

41.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative *	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 741	271	5 391	645	1 026	11 074
Entre un et cinq ans	11 194	906	-	2 225	74	14 399
À plus de cinq ans	37 513	1 962	563	1 640	231	41 907
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2019	52 448	3 139	5 952	4 510	1 331	67 380

* Au 31 décembre 2018, le solde est composé des emprunts liés aux biens reçus en location financement.
Au 31 décembre 2019, les locations financement sont incluses dans la dette liée à l'obligation locative.

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

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019			
	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 052	709	2 338	2 005

41.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2019			31/12/2018		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 360	18 491	51 851	26 783	21 438	48 221
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	(14 814)	6 053	20 546	(17 564)	2 982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	(1 705)	8 564	9 250	(2 414)	6 836
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	(1 972)	912	2 609	(1 460)	1 149
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	67 380	-	67 380	59 188	-	59 188

* Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

41.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2019			31/12/2018		
	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	62 128	(21 035)	41 093	55 810	(21 949)	33 861
Emprunts à taux variable	5 252	21 035	26 287	3 378	21 949	25 327
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	67 380	-	67 380	59 188	-	59 188

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.

41.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019 (11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Ces montants incluent 5 050 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 31 décembre 2019 (voir note 3.3.1).

(en millions d'euros)	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 490	1 371	9 099	20	11 393

41.2.6 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 750 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.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2019 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

41.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Emprunts et dettes financières*	41.2.1	67 380	59 188
Dérivés de couvertures des dettes	44	(3 387)	(1 972)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40	(3 934)	(3 290)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	39.2.2	(18 900)	(20 538)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		(26)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET*		41 133	33 388

* Au 1^{er} janvier 2019, compte tenu de l'application de la norme IFRS 16, l'endettement financier net inclut désormais la dette liée à l'obligation locative, soit 4 492 millions d'euros (voir note 41.2).

Note 42 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

42.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

42.1.1 Au 31 décembre 2019

(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⁾	6 813	6 813	53	6 244	516
Titres de dettes ou de capitaux propres	46 157	46 157	3 733	41 800	624
Juste valeur positive des dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	236	236	156	80	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	58 965	58 965	3 957	53 855	1 153
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Prêts et créances financières – CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	16 891	16 895	-	16 895	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	8 157	8 157	43	7 739	375
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	67 380	75 407	-	75 407	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	67 380	75 407	-	75 407	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 813 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

42.1.2 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 – C3P	2 060	2 080	-	2 080	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU CÔT 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	1 160	1 160	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 CÔT 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.

42.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

42.2.1 Au 31 décembre 2019

(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	12 572	3 752	13 300	(4 480)	8 820	(1 298)	(3 097)	4 425
Juste valeur des dérivés – passif	(8 157)	(3 785)	(8 852)	4 480	(4 372)	1 298	531	(2 543)

42.2.2 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)

Note 43 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 à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document d'enregistrement universel (ex-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 de la section 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence).

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée à la section 5.1.6.1.7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du document d'enregistrement universel (ex-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 28.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence) :

- risques de change : section 5.1.6.1.3,
- risques de taux d'intérêt : section 5.1.6.1.4,
- risques actions sur les actifs financiers : sections 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 emprunts et dettes financières : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.2,
 - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.5,
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 41.2.6,
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 49 ;
- risques de change :
 - ventilation des emprunts et dettes financières par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- risques actions (sections 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque action/Gestion du risque sur le portefeuille d'actifs dédiés » du document d'enregistrement universel (ex-document de référence)) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 49 et 32.1.5,
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.5 et 34.3.4,
 - 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 32.1.5.2,
 - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 34.2.7 et 34.3.6,
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 41.2.3 et 41.2.4 ;
- traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 44 et tableau de variations des capitaux propres,
 - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 45.

Note 44 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

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de couverture	39.1	5 759	4 383
Juste valeur négative des dérivés de couverture	41.1	(1 830)	(2 948)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		3 929	1 435
Instruments dérivés de couverture de taux	44.4.1	2 939	1 550
Instruments dérivés de couverture de change	44.4.2	87	582
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	44.4.3	48	(645)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	44.5	65	(52)

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	41.3	3 387	1 972
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		261	106
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		281	(643)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		3 929	1 435

44.1 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 2019, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (17) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2018).

■ 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 2019, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 3 millions d'euros inclus dans le résultat financier (gain de 5 millions d'euros en 2018).

44.3 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.

44.2 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) ;

44.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2019			2018		
	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	(39)	(106)	3	(73)	-	1
Couverture de change	(200)	(156)	(17)	890	443	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(416)	(448)	-	(85)	-	-
Couverture de matières premières	1 482	/19	3	(1 043)	(788)	(9)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	827	9	(11)	(311)	(345)	(13)

(1) +/(-) : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe

(2) +/(-) : augmentation/diminution du résultat part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises

44.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2019			Notionnel au 31/12/2018		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2019	31/12/2018
Payeur fixe/receveur variable	39	1 377	1 317	2 733	1 168	(51)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	1 905	4 399	17 329	23 633	23 143	3 143	1 619
Variable/Variable	-	800	1 647	2 447	3 031	60	56
Fixe/fixe	912	1 294	7 695	9 901	14 053	(213)	(50)
Swaps de taux	2 856	7 870	27 988	38 714	41 395	2 939	1 550
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	2 856	7 870	27 988	38 714	41 395	2 939	1 550

La juste valeur des cross currency swaps tauxchange 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 (voir note 44.4.2).

44.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2019
Change à terme	1 843	1 357	-	3 200	1 838	1 526	-	3 364	3
Swaps	19 619	6 566	17 367	43 552	19 006	6 268	16 892	42 166	874
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	21 462	7 923	17 367	46 752	20 844	7 794	16 892	45 530	877

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	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

Le notionnel des cross currency swaps, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 44.4.1).

44.4.3 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)	31/12/2019	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	510	(629)
Contrats de couverture de gaz	763	(231)
Contrats de couverture de charbon	(56)	(107)
Contrats de couverture des produits pétroliers	51	(446)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	214	370
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	1 482	(1 043)

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Le montant transféré en excédent brut d'exploitation, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Contrats de couverture d'électricité	(753)	(388)
Contrats de couverture de gaz	1 428	(280)
Contrats de couverture de charbon	2	(109)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(61)	(194)
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	103	183
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	719	(788)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2019				31/12/2018		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		(9)	-	-	(9)	105	(4)	50
Forwards/futures		(4)	(36)	-	(40)	288	(51)	(859)
Électricité	Térawattheures	(13)	(36)	-	(49)	393	(55)	(809)
Swaps		74	77	-	151	(24)	(190)	9
Forwards/futures		1 038	1 066	-	2 104	(373)	1 504	25
Gaz	Millions de therms	1 112	1 143	-	2 255	(397)	1 314	34
Swaps		2 027	4 589	-	6 616	7	10 402	(53)
Options		-	-	-	-	-	180	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 027	4 589	-	6 616	7	10 582	(53)
Swaps		-	(1)	-	(1)	1	-	-
Charbon	Millions de tonnes	-	(1)	-	(1)	1	-	-
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		15 710	10 956	-	26 666	44	13 488	183
CO₂	Milliers de tonnes	15 710	10 956	-	26 666	44	13 488	183
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						48		(645)

44.5 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	31/12/2019		31/12/2018	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(415)	71	(3)	2
Produits pétroliers	Milliers de barils	7 021	(5)	5 136	(23)
Gaz	Millions de therms	(2)	(1)	(93)	(31)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR					
			65		(52)

Note 45 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	31/12/2019	31/12/2018
Juste valeur positive des dérivés de transaction	39.1	6 813	6 404
Juste valeur négative des dérivés de transaction	41.1	(6 327)	(7 160)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		486	(756)
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	45.1	(22)	(60)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	45.2	(185)	(96)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	45.3	693	(641)
Autres contrats		-	41

45.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2019			Notionnel au 31/12/2018	Total	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2019	31/12/2018
Achats d'options	-	-	520		520	14	7
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	520		520	14	7
Payeur fixe/receveur variable	-	3 848	935		4 783	(33)	(64)
Payeur variable/receveur fixe	93	28	-		121	(1)	(4)
Variable/variable	1	10	-		11	-	-
Fixe/fixe	42	45	179		266	(2)	1
Swaps de taux	136	3 931	1 114		5 181	(36)	(67)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	136	3 931	1 634		5 701	(22)	(60)

45.2 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 2019

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur 31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	4 220	3 280	-	7 500	4 187	3 262	-	7 449	29
Swaps	14 203	6 387	198	20 788	14 328	6 536	198	21 062	(214)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	18 423	9 667	198	28 288	18 515	9 798	198	28 511	(185)

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

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	(98)
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)

45.3 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	31/12/2019		31/12/2018	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(10)	366	3	502
Options		-	49	4	(22)
Forwards/futures		(7)	409	(50)	(123)
Électricité	Térawattheures	(17)	824	(43)	357
Swaps		(166)	(219)	(510)	(515)
Options		(720)	49	32	185
Forwards/futures		(6 940)	246	16 323	80
Gaz	Millions de therms	(7 826)	76	15 845	(250)
Swaps		15 162	11	27 715	(82)
Options		(875)	(3)	500	1
Forwards/futures		3	-	(360)	(3)
Produits pétroliers	Milliers de barils	14 290	8	27 855	(84)
Swaps		-	(1)	(2 521)	6
Options		-	(6)	-	(14)
Forwards/futures		-	-	-	-
Fret		2	(5)	3 232	(2)
Charbon et fret	Millions de tonnes	2	(12)	711	(10)
Swaps		-	-	-	-
Options		(2 626)	(124)	(5 000)	(150)
Forwards/futures		(38 978)	(4)	(56 433)	(446)
CO₂	Milliers de tonnes	(41 604)	(128)	(61 433)	(596)
Swaps/Options		-	(56)	-	29
Forwards/futures		-	(19)	-	(87)
Autres matières premières		-	(75)	-	(58)
Dérivés incorporés de matières		-	-	-	-
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			693		(641)

Ils incluent principalement les contrats, qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	3 662	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 043	-

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2019, les éléments de bilan concernés par les opérations suivantes :

- la cession en cours des activités Exploration et Production (E&P) (voir note 2.3) ;
- la cession en cours des titres CENG (voir note 3.2.2).

Activité E&P

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs de l'activité E&P présentés au 31 décembre 2019 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2019
Actifs non financiers non courants	893
Actifs financiers non courants	-
Actifs non financiers courants	784
Actifs financiers courants	60
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	1 737

(en millions d'euros)	31/12/2019
Passifs non financiers non courants	111
Passifs financiers non courants	34
Passifs non financiers courants	298
Passifs financiers courants	-
TOTAL DES PASSIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	1 043

Par ailleurs, l'activité E&P contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de (26) millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 41.3).

CENG

EDF a notifié à Exelon le 20 novembre 2019 l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % dans CENG (voir note 3.2.2).

Les titres de CENG ont été reclassés en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 925 millions d'euros.

Même si la réalisation de l'opération est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises et prendra plusieurs mois, eu égard aux dispositions des accords contractuels, le processus dans lequel le Groupe s'est engagé est irrévocable. Les fourchettes de valorisation déterminées avec les conseils

dans la perspective de la mise en œuvre des modalités contractuelles de détermination du prix de cession dans le cadre de l'exercice du put ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de dépréciation, sachant qu'Exelon n'a pas, à ce stade, fait part au Groupe de sa valorisation.

Les valorisations sont très sensibles aux prévisions des prix de marché, qui pourront changer de manière significative au cours du processus d'exercice de l'option de vente. Elles sont également sensibles aux effets 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. Le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rejeté l'action en justice contre le ZEC et a déclaré que celle-ci était légale. Les demandeurs ont interjeté appel mais les motifs retenus dans sa décision par la Cour suprême conduisent à affaiblir le risque d'annulation.

6. États financiers
Annexe aux comptes consolidés

Flux de trésorerie et autres informations

Note 47 Flux de trésorerie

47.1 Variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	2019	2018 *
Variation des stocks	191	(12)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(864)	357
Variation des créances clients et comptes rattachés	174	1 230
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(46)	(664)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	997	(441)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	452	470

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

47.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2019	2018 *
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 370)	(1 798)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 436)	(13 850)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	97	(368)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(16 709)	(16 016)

* Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession (voir note 2.3)

47.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2019
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	(790)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 721 millions.

Note 48 Actifs dédiés d'EDF

48.1 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 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 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. 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 depuis le 31 décembre 2017 (voir note 48.2.2 ci-après).

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.

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 %.

48.2 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 d'EDF SA « 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.

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 requise 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.

48.2.1 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'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 48.2.2).

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 gérants de fonds).

48.2.2 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 48.2.1).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Au total, au 31 décembre 2019, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 498 millions d'euros, dont 6 080 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Terega, Portefbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen,

Glass Moor II, Green Rigg, Rushmore), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;

- les participations du Groupe dans Madriléa Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicat, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCL A et B, Nam Theun Power Company, et des sociétés détenant des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

48.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

(en millions d'euros)		31/12/2019		31/12/2018	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		4 304	6 080	3 919	5 356
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 417	2 926	1 406	2 738
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	1 563	1 777	1 167	1 234
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 334	1 387	1 346	1 384
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(10)	(10)	-	-
Actifs de croissance		13 300	13 300	10 108	10 108
Actions ⁽⁴⁾	Titres de dettes	12 978	12 978	9 844	9 844
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	276	276	219	219
Dérivés	Juste valeur des dérivés	46	46	45	45
Actifs de taux		12 240	12 244	12 205	12 225
Obligations	Titres de dettes	11 225	11 225	10 010	10 010
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	142	142	105	105
Portefeuille de trésorerie ⁽⁵⁾	Titres de dettes	188	188	30	30
Créance de CSPE ⁽⁶⁾	Prêts et créances financières	684	688	2 060	2 080
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		29 844	31 624	26 232	27 689

(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). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(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 1 209 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 8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019 (4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 7 875 millions d'euros (au 31 décembre 2018, 11 FCPR cotés pour 4 340 millions d'euros).

48.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. 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 2018.

États financiers 6.

Annexe aux comptes consolidés

Des retraits pour un montant de 442 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2019 (403 millions d'euros en 2018).

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative avait 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. Les dotations aux actifs dédiés se sont ainsi élevées en 2019 à 540 millions d'euros en valeur de réalisation (387 millions d'euros en 2018) (voir note 48.5). Il s'agissait de dotations en titre et non en numéraire. L'obligation restante au 1^{er} janvier 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 s'élève à 797 millions d'euros. Conformément au courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 32.1.5.1), cette obligation devra être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'est à effectuer au titre de l'année 2019.

À horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₁₉) :

- à 15 % 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 euros₂₀₁₉) :

- à 37 % 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)	31/12/2019	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 152	1 067
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	9 846
Provision pour reprise conditionnement déchets (RICD)	805	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	15 985
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	550	518
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	29 975	28 167

48.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés, composée d'environ un tiers d'actifs non cotés au lieu d'un quart, EDF SA avait acquis, en décembre 2018, la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée aux actifs dédiés à cette date, dans le périmètre d'EDF Invest. Le reste a été doté sur l'exercice 2019. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux États-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019.

La dotation totale sous la forme d'apports d'actifs s'est ainsi élevée à 540 millions d'euros en 2019 en valeur de réalisation.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2019 dans le résultat financier à hauteur de 2 545 millions d'euros (voir note 16.3) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (989) millions d'euros en 2018.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2019 en OCI à hauteur de 162 millions d'euros (voir note 39.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (60) millions d'euros en 2018.

48.6 Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex-SOCODEI)

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France (ex SOCODEI) relatifs à des installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 92 millions d'euros et 54 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 110,1 % pour Framatome et de 113,4 % pour Cyclife France (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France – voir note 3.2).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et Cyclife France figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 83 millions d'euros et 48 millions d'euros (voir note 33).

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 49 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2019. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

49.1 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	31/12/2019	31/12/2018
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	49.1.1	41 110	45 370
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	49.1.2	18 237	17 572
Engagements donnés liés aux opérations de financement	49.1.3	6 343	5 494
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		65 690	68 436

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.

49.1.1 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)	31/12/2019	31/12/2018
Engagements d'achats de combustible et d'énergie *	25 373	26 878
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	15 248	14 117
Engagements de location simple en tant que preneur	489	4 375
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	41 110	45 370

* Hors achats de gaz et services associés.

49.1.1.1 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 2019, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2019				31/12/2018
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	9 999	2 305	3 614	2 157	1 923	10 368
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	281	62	144	75	-	377
Achats de combustible nucléaire	15 093	1 580	6 142	4 771	2 600	16 133
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	25 373	3 947	9 900	7 003	4 523	26 878

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 569 millions d'euros au 31 décembre 2019 (604 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 49.1.1.4).

49.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du

respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 57 TWh pour l'exercice 2019 (53 TWh pour l'exercice 2018), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2018), 30 TWh au titre de l'éolien (26 TWh pour 2018), 11 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2018) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2018).

49.1.1.1.2 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.

49.1.1.1.3 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.

49.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2019, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2019				31/12/2018
	Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	135	12	44	79	140
EDF	24	2	6	16	22

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 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 15 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes jusqu'à 2027. En ce qui concerne le gaz provenant de la Russie, le contrat à long terme s'est terminé en 2019 et Edison a signé un nouveau contrat pour un milliard de mètres cubes pour 2020.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), à partir de mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

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.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkesque 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.

Autres engagements et risques

Edison a signé récemment deux contrats significatifs d'achat de gaz en provenance d'Azerbaïdjan (1 milliard de mètres cubes par an) dont la livraison commencera à partir de 2021 et d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

49.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

		31/12/2019			31/12/2018
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 349	2 243	2 133	2 973	7 047
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 594	4 100	2 717	777	6 896
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	305	82	131	92	172
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	15 248	6 425	4 981	3 842	14 117

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019 (982 millions d'euros au 31 décembre 2018)

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 2019 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.

49.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

	31/12/2019	31/12/2018
(en millions d'euros)		
EDF	2 081	2 038
EDF Renouvelables	1 612	1 677
Edison	1 319	1 262
EDF Energy	912	795
Framatome	552	511
Autres entités	873	758
TOTAL	7 349	7 047

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

49.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	3 028	2 533
Framatome	1 880	2 024
Enedis	829	764
EDF Energy	613	524
Autres entités	1 244	1 053
TOTAL	7 594	6 898

49.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	489	67	222	200	4 375

À compter du 1^{er} janvier 2019, la plupart des contrats de location existants à cette date ont été reconstruits au bilan, en application des dispositions d'IFRS 16, tandis qu'ils figuraient en engagements hors bilan au 31 décembre 2018.

Les engagements de location résiduels s'élevaient à 434 millions d'euros au 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1.1).

En effet, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 211 millions d'euros (105 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de

construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2019 s'établit à 278 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2018).

49.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2019, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 430	9 422	7 245	763	16 545
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	583	54	431	98	746
Autres engagements donnés liés aux investissements	224	184	40	-	281
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT *	18 237	9 660	7 716	861	17 572

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 265 millions d'euros au 31 décembre 2019 (399 millions d'euros au 31 décembre 2018).

49.1.2.1 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)	31/12/2019	31/12/2018
EDF	4 654	4 715
EDF Energy	6 466	6 082
Enedis	2 555	3 092
EDF Renouvelables	2 437	1 622
Framatome	517	587
Autres entités	801	447
TOTAL	17 430	16 545

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par le développement de projets notamment aux États-Unis, au Brésil et en Inde chez EDF Renouvelables, le projet de centrale

thermoélectrique de Marghera Levante chez Edison et une hausse des engagements liés au projet HPC chez EDF Energy. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par l'avancement du déploiement des compteurs Linky.

49.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

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 (Natiois Belgique Investissement, filiale du groupe Natiois) 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 2019, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

49.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2019 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.

49.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 587	231	1 998	2 358	4 226
Garanties financières données	1 314	//	475	762	974
Autres engagements donnés liés au financement	442	426	5	11	294
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT *	6 343	734	2 478	3 131	5 494

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019 (917 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

49.2 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	31/12/2019	31/12/2018
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	49.2.1	9 291	9 539
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	49.2.2	181	183
Engagements reçus liés aux opérations de financement	49.2.3	22	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		9 494	9 753

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 49.2.1.4)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 41.2.5

49.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2019 sont les suivants :

	31/12/2019				31/12/2018
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Engagements de location simple en tant que bailleur	770	118	414	238	678
Engagements sur ventes d'exploitation	6 706	1 911	3 733	1 062	7 004
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 756	962	560	234	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	59	21	20	19	66
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 291	3 012	4 727	1 553	9 539

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

49.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 770 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

49.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus 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).

49.2.1.3 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.

49.2.1.4 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 150 TWh.

49.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2019				31/12/2018
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	181	60	121	-	183

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014, EDF disposait d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exercable entre janvier 2016 et juin 2022.

Le 20 novembre 2019, EDF a notifié à Exelon l'exercice de cette option (voir note 3.2.2).

49.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2019				31/12/2018
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	6	6	10	30

Note 50 Passifs éventuels

À l'exception des éléments mentionnés en notes 4.2 et 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2019 sont les suivants :

50.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2017, 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 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime des chances de succès probables en contentieux.

Par un jugement du 2 juillet 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements pour la période 2009-2013. La Société a donc liquidé l'impôt en exécution de cette décision contre laquelle elle a également fait appel. Ce montant a été comptabilisé en impôt différé actif conformément à IFRIC 23 (voir note 17.3).

50.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe 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.

50.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) en métropole et dans les Zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui arguent qu'ils ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable aux GRD au motif qu'ils n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les premiers jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel étaient divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Elle conclut qu'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 au cours de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 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, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnissable 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'État. Une large majorité d'arrêts a fait l'objet d'un pourvoi en cassation. Le 18 septembre 2019, la Cour de Cassation par plusieurs arrêts de rejet intéressants tant Enedis qu'EDF juge le caractère illégal de l'aide faite de notification des arrêtés tarifaires à la Commission européenne comme l'impose l'article 108 du TFUE. En conséquence, la Cour de Cassation conclut que le

préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable.

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 sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels 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.

50.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 du complexe industriel Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures ont été engagées. Après la fin du volet pénal, plusieurs procédures sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
 - la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après le rejet du recours formé par Edison devant le tribunal administratif régional de Pescara, Edison a fait appel de la décision devant le Conseil d'État. La procédure est en cours ;
 - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le tribunal administratif régional de Pescara ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties ;
- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

50.5 Enedis – Quadlogic

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la Cour d'Appel de Paris.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

Note 51 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et contreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État *		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Chiffre d'affaires	455	560	-	-	1 889	1 708	2 344	2 268
Achats d'énergie	4 063	4 071	4	5	2 104	2 031	6 171	6 107
Achats externes	18	4	3	3	253	251	274	258
Actifs financiers	150	294	-	-	-	-	150	294
Autres actifs	633	730	-	-	532	486	1 165	1 216
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 228	1 162	1	1	624	631	1 853	1 794

* Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE

51.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG et Taishan) sont présentées en note 26.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les contreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

51.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

51.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,58 % du capital d'EDF au 31 décembre 2019. 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.

51.2.2 Relations avec GRDF

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 déparation 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 réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1^{er} janvier 2019.

Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

51.2.3 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).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano sur le long-terme :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration : contrat Orano Cycle ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 32.1.1.

51.3 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 2019 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 12,6 millions d'euros en 2019 (12,4 millions d'euros en 2018).

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.

Note 52 Événements postérieurs à la clôture

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

Note 53 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2019

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.

6. États financiers

Annexe aux comptes consolidés

53.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife France (ex Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels – SOCODEI) *		-	100,00	A
Cyclife*		100,00	-	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
Li Solutions		100,00	-	A
ENRS		100,00	-	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
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
Luminus SA (ex 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
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa (ex EDF Chile Spa)	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

* Cyclife France (ex SOCODEI) est incluse dans le sous-palier Cyclife depuis 2019.

États financiers 6.
Annexe aux comptes consolidés

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables	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) ⁽¹⁾	France	-	88,98	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2 ⁽²⁾	France	-	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
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) La Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL) a été liquidée.

(2) La société C2 a été fusionnée dans la société C3.

53.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	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

Annexe aux comptes consolidés

53.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Dornofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madriña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	24,66	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	24,50	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Loowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	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. (TNPIVC)	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)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq ⁽²⁾	Suisse	-	25,04	P, D, T, A
Generadora Metropolitana (GM) (ex Central El Campesino SpA)	Chili	50,00	-	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroon	40,00	-	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %

(2) Alpiq a été cédée le 28 mai 2019 (voir note 3.2.1)

53.4 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 31/12/2019	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2019
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

Note 54 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 2019 :

(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	2 709	19,2	2 822	17,1
Entités contrôlées ⁽¹⁾	8 104	57,4	11 654	70,6
SOUS-TOTAL	10 813	76,6	14 476	87,7
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	883	6,3	867	5,3
Entités contrôlées ⁽¹⁾	2 425	17,1	1 152	7,0
SOUS-TOTAL	3 308	23,4	2 020	12,3
TOTAL	14 121	100	16 496	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.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2018

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 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	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				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées	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

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	2019	2018
CHIFFRE D'AFFAIRES*	4	46 155	44 874
Production stockée et immobilisée		1 447	1 217
Subventions d'exploitation	5	7 670	6 566
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 279	2 996
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	849	850
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		59 400	56 503
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	38 090	37 410
Achats consommés de combustibles		3 498	3 172
Achats d'énergie		18 232	17 057
Achats de services et autres achats consommés de biens		16 360	17 181
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 674	2 662
Charges de personnel	10	6 453	6 565
Dotations d'exploitation	11	6 590	6 471
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	3 975	3 531
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 615	2 940
Autres charges d'exploitation	12	2 241	1 743
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		56 048	54 851
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)		3 352	1 652
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		-	-
IV RÉSULTAT FINANCIER	13	(1 701)	(1 756)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)		1 651	(104)
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	547	939
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	(605)	756
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)		1 593	1 591

* Dont production en 2019 de biens à l'exportation pour 10 267 millions d'euros et de services à l'exportation pour 370 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes sociaux

Bilan

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019		31/12/2018	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	2 391	1 305	1 086	1 017
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	89 093	59 772	29 321	27 405
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	15 004	8 976	6 028	5 956
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	21 712	94	21 618	20 937
Participations et créances rattachées		59 532	578	58 954	58 951
Titres immobilisés		22 623	104	22 519	20 421
Prêts et autres immobilisations financières		12 710	116	12 594	12 484
Immobilisations financières	18	94 865	798	94 067	91 856
TOTAL I ACTIF IMMOBILISE		223 065	70 945	152 120	147 171
Stocks et en-cours	19	10 031	245	9 786	9 907
Avances et acomptes versés sur commande	20	694	1	693	689
Créances d'exploitation	20	21 327	383	20 944	20 697
Valeurs mobilières de placement	21	14 693	3	14 690	16 861
Instruments de trésorerie	20	2 672	-	2 672	2 605
Disponibilités	22	4 714	-	4 714	4 619
Charges constatées d'avance	20	1 087	-	1 087	1 449
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		55 218	632	54 586	56 827
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		249	-	249	255
Primes de remboursement des emprunts (IV)		790	277	513	507
Écarts de conversion – Actif (V)	23	1 305	-	1 305	767
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		280 627	71 854	208 773	205 527

États financiers **6.**
Comptes sociaux
Passif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	31/12/2018
Capital		1 552	1 505
Primes d'émission et de fusion		16 506	15 672
Écarts de réévaluation		677	676
Réserves			
Réserve légale		151	146
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		8 005	7 351
Résultat de l'exercice		1 593	1 591
Acomptes sur dividendes		(458)	(451)
Subventions d'investissement		159	166
Provisions réglementées		5 935	6 056
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	37 120	35 712
Autres fonds propres	25	9 781	10 620
Passifs spécifiques des concessions	26	2 234	2 199
TOTAL I FONDS PROPRES		49 135	48 531
Provisions pour risques	27	2 688	2 544
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	41 720	39 806
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	667	659
Provisions pour avantages du personnel	30	11 430	11 240
Provisions pour autres charges	31	872	866
Provisions pour charges		54 689	52 571
TOTAL II PROVISIONS		57 377	55 115
Dettes financières	33	55 171	54 644
Avances et acomptes reçus	32	7 050	7 134
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	32 322	33 229
Instruments de trésorerie	32	4 387	3 462
Produits constatés d'avance	32	3 112	3 116
TOTAL III DETTES	32	102 042	101 585
Écarts de conversion – Passif (IV)	34	219	296
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		208 773	205 527

6. États financiers

Comptes sociaux

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Note	2019	2018
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		2 198	835
Amortissements et provisions		5 393	7 153
Plus ou moins values de cessions		(181)	(499)
Produits et charges financiers		(557)	(2 133)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾		1 012	3 238
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		7 865	8 594
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus ⁽²⁾		(787)	1 435
Impôts sur le résultat payés		(452)	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation (A)		6 626	10 000
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(6 365)	(5 982)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		23	24
Variations d'actifs financiers ⁽³⁾		251	(4 776)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement (B)		(6 091)	(10 734)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		5 109	4 938
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁴⁾		(3 522)	(2 359)
Dividendes versés	24	(58)	(513)
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais ⁽⁵⁾	2 2 2 2 2 3	(636)	(76)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		5	6
Subventions d'investissement reçues		4	11
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement (C)		902	2 007
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)		1 437	1 273
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	22	(1 563)	(2 875)
Incidence des variations de change		15	(13)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		31	52
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁵⁾	22	(80)	(1 563)

(1) La variation du besoin en fonds de roulement inclut un impact positif de 2 068 millions d'euros en 2018 lié à l'évolution de la classification de certaines conventions de trésorerie de filiales (C2, C3, EDF Holding SAS, EDEV, EDF International, EDF Energy UK et EDF Inc.) désormais classées en variation de besoin en fonds de roulement et de certaines conventions de comptes courants (Enedis, Sofila, PEI et GGF) désormais classées en variation de trésorerie dans le tableau de flux de trésorerie (voir note 22 et comptes sociaux 2018).

(2) La variation s'explique principalement par la baisse des dividendes reçus en 2019 par rapport à 2018 (voir note 13) et par le résultat de change.

(3) La variation d'actifs financiers s'explique notamment par la baisse du portefeuille d'OPCVM (voir note 21) et par les mouvements sur le portefeuille des Titres Immobiliels de l'Activité de Portefeuille (TIAP) des actifs dédiés.

(4) Les remboursements d'emprunts et conventions de placements intégraient en 2018 (76) millions d'euros de frais sur titres subordonnés à durée indéterminée reclassés en émissions et rachats de titres à durée indéterminée nets de frais.

(5) 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.

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 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.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 29 décembre 2019, après sa quatrième visite décennale. Il s'agit de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

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.

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 arrêté 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 2019 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'arrêté des comptes au 31 décembre 2019 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2019 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté 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'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

6. États financiers

Comptes sociaux

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 re facturées 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 récupèrent 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 cœurs (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme : 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du 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 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).

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque année, 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'AIEA, 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.

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.

6. États financiers

Comptes sociaux

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 détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers, 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.

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 (fluoration, 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, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du changement 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.

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 enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

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, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et

fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. 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 retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

6. États financiers

Comptes sociaux

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 sur des contrats pluri-annuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer,
 - les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz qui sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- 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 gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF 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 provisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'Etat, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'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'Etat en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-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'adossment, 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 soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension 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 du 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.

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

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 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.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négocio » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières 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 ;

6. États financiers

Comptes sociaux

- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquies pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF est engagé dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

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 (en cours de production et autres stocks) 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 pour autres charges) 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 Développements dans le nucléaire****2.1.1. EPR de Flamanville 3**

Préambule : les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec la note 2.7 des comptes sociaux au 31 décembre 2018.

Le 11 avril 2019, EDF⁽¹⁾ a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture⁽²⁾ de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier avait fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et qu'EDF poursuivait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence, EDF avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019⁽³⁾, EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019⁽⁴⁾, EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échange avec l'ASN, EDF communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. EDF a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF⁽⁵⁾ une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

(1) Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.

(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.

(3) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

(4) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

(5) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

Dans ce contexte, EDF a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville⁽¹⁾.

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversée conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros⁽²⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros net d'impôt.

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit.

En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

2.1.2 Écart relatif au référentiel technique de fabrication par Framatome de composants de réacteurs nucléaires

EDF a été informée par Framatome⁽³⁾ d'un écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires. Cet écart, lié aux performances du procédé mis en œuvre à la fabrication, porte sur le non-respect de plages de températures sur certaines zones, lors d'opérations manufacturières dites de traitement thermique de détensionnement, réalisées sur certaines soudures de générateurs de vapeur. Il concerne des matériels en service et des matériels neufs qui ne sont pas encore en service ou installés sur un site.

Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique (TTD) de certains équipements de réacteurs nucléaires ;

Le travail mené depuis par EDF et Framatome⁽⁴⁾ pour recenser les matériels et les réacteurs concernés et en confirmer l'aptitude au service a permis d'identifier 18 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n° 2 de Fessenheim, le réacteur n° 4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.

Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que trois générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

À la suite de la publication du 24 octobre 2019 par l'ASN de la note d'information « Écart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », EDF⁽⁵⁾ a acté que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état et que les contrôles nécessaires au traitement des écarts ne nécessitent aucune mise à l'arrêt de réacteur. Des contrôles physiques ont été réalisés sur les joints concernés des générateurs de vapeur neufs lors de leur montage à Gravelines 5 et de générateurs de vapeur de réacteurs en exploitation lors de leur arrêt pour rechargement de combustible (Blayais 4, Paluel 2 et Dampierre 4) et du générateur de vapeur de Fessenheim 2. Ces mêmes contrôles seront réalisés sur les joints concernés des réacteurs en exploitation lors des prochains arrêts programmés pour rechargement de combustible avant la fin du premier semestre 2020 (Bugey 3 et Blayais 3), sans que la conduite de ces contrôles n'implique d'anticiper, à ce stade, une durée plus longue pour ces arrêts.

2.1.3 NUWARD : projet commun de « petit réacteur modulaire » SMR

Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence internationale de l'Énergie Atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARDTM, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. Cette solution basée sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, dans le monde entier, sur le segment de puissance de 300-400 MWe.

Le CEA et EDF ont également entamé des discussions avec Westinghouse Electric Company pour étudier une coopération en matière de développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

2.1.4 Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe IRS, coûts de démantèlement, coût de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros.

Le produit de cette indemnité sera reconstruit en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Au 31 décembre 2019, les lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit 48 % des lignes de crédit du groupe EDF.

EDF et BSA ont ainsi signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros.

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, l'une avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Île-de-France, l'autre avec Société Générale CIB.

(1) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) (voir note 2.1.2) qui concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3.

(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(3) Cf. communiqué de presse du 10 septembre 2019.

(4) Cf. communiqué de presse du 18 septembre 2019.

(5) Cf. communiqué de presse du 25 octobre 2019.

6. États financiers

Comptes sociaux

Ces trois facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

2.2.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et une option de remboursement à 8 ans au gré de la Société.

Cette émission marque l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Elle s'inscrit dans une gestion dynamique par la Société de son stock d'obligations hybrides : les fonds levés par cette émission ont été essentiellement utilisés pour le rachat partiel de plusieurs souches d'obligations super-subordonnées alors en circulation, ainsi que, le cas échéant, pour les besoins généraux de la Société et du groupe EDF.

2.2.3 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides

EDF a lancé le 26 novembre 2019 une offre contractuelle de rachat ayant visé les deux souches d'obligations hybrides suivantes :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris ; dont le montant alors en circulation s'élevait à 661,8 millions d'euros. Le montant racheté s'élève à 394,9 millions d'euros et son règlement est intervenu le 13 décembre 2019 ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg, dont le montant alors en circulation s'élevait à 3 000 millions de dollars US. Le montant racheté s'élève à 902,4 millions de dollars US et son règlement est intervenu le 31 décembre 2019.

La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'intégralité du solde des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, dont le montant en circulation s'élevait à 338,2 millions d'euros. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2019 ces « Autres fonds propres » en « Dettes financières » pour un montant de 338,2 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 33).

En conséquence, et compte tenu de l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros, au coupon de 3,00 % et avec option de remboursement à 8 ans au gré de la Société lancée le 26 novembre 2019 (voir note 2.2.2), ces transactions ont permis de réduire le stock total d'hybrides du bilan d'EDF d'environ

8 % à 9,8 milliards d'euros tout en réalisant une économie nette d'intérêts estimée à environ 44 millions d'euros en 2020 et à environ 58 millions d'euros à partir de 2021.

2.2.4 Émissions obligataires : EDF lève 2 milliards de dollars américains et 1,25 milliard d'euros

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US d'obligations senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé une émission obligataire senior de 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur corporate sur le marché EUR à cette maturité.

2.3 Plan d'actionnariat salarié 2019 « ORS 2019 »

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour EDF SA.

L'offre comprenait une formule dite « à effet de levier » avec garantie de l'apport personnel en euro et une formule dite « classique ». Elle a été réalisée par l'intermédiaire d'un Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE). Un abondement a été proposé aux salariés pour la formule « classique ».

Les actions offertes sont des actions ordinaires, cotées sur Euronext Paris (Compartiment A), portant jouissance courante. Étant acquises via la souscription de parts d'un FCPE du PEG, elles sont soumises à une période de détention obligatoire de 5 ans s'achevant le 16 juillet 2024, en dehors des cas de déblocage anticipés prévus par la réglementation. Les droits de vote seront exercés par le Conseil de surveillance du FCPE.

Le prix de cession des actions a été fixé au 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (Volume-Weighted Average Price), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

Cette opération se traduit sur l'exercice 2019, par la comptabilisation en charge de personnel d'un montant de 6 millions d'euros relatif au coût de l'abondement et du forfait social et la comptabilisation en charge exceptionnelle d'un montant de 11 millions d'euros correspondant au coût de la décote de 20 %.

Note 3 Évolutions réglementaires en France

3.1 Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et loi énergie climat

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est un 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 PPE en cours de révision couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Un premier projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais à l'horizon 2035 l'atteinte de 50 % de part dans le mix électrique.

La réalisation de cet objectif impliquera la fermeture de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, en plus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim à l'horizon du printemps 2020. Les réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5^e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies.

Le projet indique en outre que le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique permettant de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025, 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.

Il indique aussi 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 nucléaires ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, l'objectif est d'amener les dernières centrales fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

Ce projet a fait l'objet de différentes consultations en 2019 et 2020.

Loi relative à l'énergie et au climat

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 a été publiée au Journal Officiel le 9 novembre 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité d'EDF sont les suivantes :

L'article 1^{er} révisé les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) et de la PPE :

- l'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- l'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est fixé à 50 % à 2035.

L'article 12 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1^{er} janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le plafond a été fixé par le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019. Ces dispositions conduisent au 1^{er} janvier 2022 à la fermeture des centrales fonctionnant exclusivement au charbon. Seront mises en place des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants, ainsi que des projets de territoire, comme rappelé dans le dossier de presse de janvier 2020 publié par le ministère de la Transition écologique et solidaire sur la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022.

Sur la base du projet de loi, EDF avait annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, EDF continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais 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 avaient validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombustif relatif à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité, si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles de Cordemais afin de répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour le Havre et 2026 pour Cordemais. Si la fermeture du Havre a été confirmée pour le 1^{er} avril 2021, les dates de Cordemais sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives en particulier sur Ecocombustif.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2019 une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 139 millions d'euros (voir note 11.1).

L'article 62 vise à modifier le calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin de tenir compte de l'effet du plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie. Ces compléments de prix ont notamment pour objectif d'assurer que la demande d'ARENH des fournisseurs est conforme à leurs besoins et ainsi éviter des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Le plafond maximal de l'ARENH est porté à 150 TWh, à compter du 1^{er} janvier 2020. Néanmoins, le volume maximal qui détermine le volume de livraison maximal d'ARENH par année de livraison (dans la limite du plafond) n'a pas été modifié pour l'année 2020 et est donc resté à 100 TWh.

La loi énergie climat intègre, par ailleurs quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente suite à la censure des dispositions prévues initialement dans le projet de loi PACTE :

- l'article 63 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz (TRG) pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. La loi prévoit l'arrêt de la commercialisation du TRG dans le mois suivant la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel ou de le modifier. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels au 1^{er} décembre 2020 et pour l'ensemble des consommateurs au 1^{er} juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues ;
- les articles 64 et suivants organisent la fin des tarifs réglementés de vente en électricité pour les clients non résidentiels ayant plus de 10 salariés ou un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan supérieur à 2 millions d'euros.

Une nouvelle version de la PPE prenant en compte les commentaires et avis, publiée le 20 janvier 2020 par le MTES et soumise à la consultation jusqu'au 19 février 2020

Concernant la production nucléaire et l'objectif de 50 % dans le mix en 2035, désormais inscrit dans le Code de l'énergie de par la loi énergie et climat du 8 novembre 2019, le projet précise les modalités de mise en œuvre de la fermeture des réacteurs. Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à un arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020 d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

Il est également précisé que les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption définitive de la PPE conduirait à prendre en compte dans les états financiers d'EDF les dates de fermeture anticipée à 2027 et 2028 des deux réacteurs par rapport à leur 5^e visite décennale. Cette modification des dates d'utilisation aurait pour conséquence un changement prospectif des plans d'amortissement et un changement d'estimation des provisions nucléaires. 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.

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH).

Cette consultation est lancée en application de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit que « 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 les scénarios de prix bas ».

6. États financiers

Comptes sociaux

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixés, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, EDF contribuera à cette consultation, ouverte jusqu'au 17 mars 2020.

3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus)

Modification du cadre législatif et réglementaire

Saisi par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) et Engie, le Conseil d'État a, par décision du 18 mai et du 3 octobre 2018, jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs 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 a confirmé que cet objectif ne pouvait être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantissait l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'était pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État a estimé la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui incluait les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 KVA. Ces éléments ont justifié l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au JOUE le 14 juin 2019, permet le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les microentreprises.

La loi énergie et climat organise la fin partielle des TRV électricité pour les clients non résidentiels, conformément à la directive européenne de la décision du Conseil d'État. Les TRV sont désormais réservés à l'ensemble des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 KVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La suppression des TRV d'électricité pour les clients ne pouvant plus en bénéficier prendra effet au 1^{er} janvier 2021. Dans l'intervalle, la loi énergie et climat et les arrêtés⁽¹⁾ pris en application mettent en œuvre un processus qui sera conduit par les fournisseurs historiques. Les étapes de ce processus incluent l'identification et l'information des clients concernés ainsi que la mise à disposition de leurs données aux fournisseurs alternatifs, dans le respect des règles encadrant la gestion des données personnelles. Les consommateurs concernés par la fin des TRV ne pourront plus souscrire ou modifier un contrat au TRV à partir du 1^{er} janvier 2020. Au 1^{er} janvier 2021, les consommateurs concernés n'ayant pas souscrit une offre de marché basculeront dans une offre de marché chez leur fournisseur historique.

(1) Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'identification et à la mise à disposition de la liste des clients non domestiques pendant l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs.

Arrêté du 26 décembre 2019 fixant la liste des données que doivent mettre à disposition les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande.

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) 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.

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, soit 5,9 % TTC. Le Gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai 2019, dans le délai de trois mois octroyés par le Code de l'énergie.

Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019.

Ces décisions tarifaires ont fait l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'État par les associations UFC Que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet 2019 la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence. Le Conseil d'État a par ailleurs rejeté le recours au fond dans sa décision du 6 novembre 2019, validant ainsi la construction tarifaire mise en œuvre par la CRE sur la base du Code de l'énergie.

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2019 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, une augmentation de 1,47 % HT (soit 1,26 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 30 juillet 2019, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2019 et a été mise en œuvre le 1^{er} août 2019.

Enfin, la CRE a proposé, dans sa délibération du 16 janvier 2020, une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de +2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écartement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1^{er} juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2020.

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 les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès 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 donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 euros au lieu de 6,80 euros 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 Electricité 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 2018-2021.

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 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EolR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment 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.

A noter que depuis le 1^{er} janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le 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 a supporté en 2019 et supportera en 2020 des charges de solidarité 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 2020, 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), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 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. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – 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 depuis 2016 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). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix du marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées *in fine* au titre de 2018 s'étant avérées plus faibles que la répartition sur laquelle les compensations avaient été versées en 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 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du budget général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019 à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte sur remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

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 Dailly 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 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'État.

A noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

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° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (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.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018 et 2019 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW et 17,37 €/kW. La première session de rééquilibrage pour l'année 2019, qui s'est tenue le 16 mai 2019, a, quant à elle, révélé un prix de 0,00 €/kW.

Pour l'année de livraison 2020, les six sessions de marché 2019 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 20 €/kW, 20 €/kW, 22,4 €/kW, 20 €/kW, 17,8 €/kW, 16,6 €/kW.

6. États financiers

Comptes sociaux

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 a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économie d'énergie (qui s'étendait initialement du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 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.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, exposait EDF, lors de l'exercice précédent, au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, EDF a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de poing » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de 44 % entre 2018 et 2019.

Par ailleurs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, outre qu'elle augmente la durée de la quatrième période, comporte un chapitre relatif, notamment, à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. À noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») élargit le champ des Certificats d'Économie d'Énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

À date, EDF estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit à fin décembre 2021.

3.8 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le volume global maximal de 100 TWh. De ce fait, EDF a livré 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 se sont élevées à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2019. Par conséquent, les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, n° 2019-090 du 9 mai 2019 et n° 2019-237 du 30 octobre 2019, 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 volume global maximal déterminé pour l'année considérée (2018 ou 2019). Ces décisions disposent notamment qu'en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2018, de mai 2019 ou de novembre 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du volume global maximal est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal. 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. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi énergie climat introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le plafond de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, seuls 100 TWh seront livrés et la CRE procédera comme l'année précédente à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur.

Le gouvernement a lancé en janvier 2020 une consultation des différents acteurs du monde de l'énergie sur un projet de texte concernant la réforme de la régulation du nucléaire existant (ARENH) (voir note 3.1).

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018
Ventes d'énergie*	43 831	42 630
dont électricité	38 392	38 451
dont gaz	5 439	4 178
Ventes de services et divers	2 324	2 244
CHIFFRE D'AFFAIRES	46 155	44 874

* Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La variation du chiffre d'affaires observée en 2019 concernant l'électricité est principalement liée à des effets prix favorables sur les offres de marché et sur les ventes au tarif réglementé. S'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1^{er} juin 2019 (+7,7 % des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels) et au 1^{er} août 2019 (+1,47 % des tarifs bleus résidentiels et +1,34 % des tarifs bleus non résidentiels). S'agissant des volumes, l'augmentation des livraisons au titre de l'ARENH (souscription de 120,4 TWh

pour 2019 versus 96,4 TWh pour 2018) est plus que compensée par la baisse de la demande et la forte diminution des ventes sur les marchés en raison notamment de la baisse de la production nucléaire (-12,8 TWh) et de la production hydraulique (-5,8 TWh).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est liée à un volume de ventes plus important réalisé avec EDF Trading.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2019	2018
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	7 670	6 566

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 7 662 millions d'euros en 2019 (6 554 millions d'euros en 2018). La variation 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 (+14 %) et éolienne (+13,8 %), par le niveau bas des prix de marché de l'électricité observé fin 2019 et par l'augmentation des surcoûts d'achat d'énergie et de production dans les territoires insulaires (ZNI).

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018
Reprises sur provisions pour risques*	27	552	174
Pensions et obligations assimilées	30	826	954
Gestion du combustible nucléaire usé	28	890	986
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	261	260
Déconstruction des centrales nucléaires	28	141	138
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		35	35
Autres provisions pour charges		187	113
Reprises sur provisions pour charges		2 340	2 486
Reprises sur dépréciations		387	336
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		3 279	2 996

* Dont, en 2019, une reprise de provision de 184 millions d'euros correspondant aux coûts anticipés fin 2018 sur le contrat long terme de réservation de capacité de régazéification de GNL Dunkerque LNG.

6. États financiers

Comptes sociaux

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2019	2018
Autres produits d'exploitation	753	743
Transferts de charges	96	10/
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	849	850

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2019	2018
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 498	3 172
Achats d'énergie ⁽²⁾	18 232	17 057
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	16 360	17 181
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	38 090	37 410

- (1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de combustibles nucléaires et de charbon diminuent compte-tenu de la baisse de la production nucléaire et de la faible sollicitation des centrales charbon. Cette diminution est plus que compensée par l'augmentation des achats de gaz et de quotas de CO₂ consommés et achetés.
En ce qui concerne les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :
- Au 31 décembre 2019, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (7 millions de tonnes au 31 décembre 2018) ;
- En 2019, EDF a restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018 (11 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017).
- (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 d'électricité pour 743 millions d'euros et des achats de gaz naturel liquéfié partiellement compensés par la diminution des achats sur les marchés.
- (3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 320 millions d'euros en 2019.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2019	2018
Impôts et taxes sur rémunérations*	144	180
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 246	1 240
Contribution Économique Territoriale	524	505
Taxes foncières	453	433
Autres impôts et taxes	307	304
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 674	2 662

- * Dans le cadre de la réforme de la taxe d'apprentissage et de la contribution formation induite par la loi n° 2018-771 du 5 septembre 2018, par dérogation, la taxe d'apprentissage n'est pas due sur les rémunérations versées en 2019.

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2019	2018
Salaires et traitements	3 654	3 711
Charges sociales	2 799	2 854
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 453	6 565

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs et à l'allègement des cotisations patronales, ciblé sur les bas salaires, au 1^{er} janvier 2019, suite à la suppression du Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE) (voir note 15.3).

	2019		2018	
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	27 308	32 041	59 349	60 759
Autres	1 924	2 257	4 181	4 168
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 232	34 298	63 530	64 927

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2019	2018
Sur immobilisations incorporelles	266	235
Sur immobilisations corporelles		
■ du domaine propre ⁽¹⁾	3 401	2 991
■ du domaine concédé ⁽²⁾	282	272
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 949	3 498
Autres dotations aux amortissements	26	33
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 975	3 531

(1) Dont 139 millions d'euros d'amortissements accélérés en 2019 concernant les centrales thermiques charbon (voir note 3.1)

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2019	2018
Provisions pour risques*	27	656	1 125
Pensions et obligations assimilées	30	674	832
Gestion du combustible nucléaire usé	28	535	488
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	189	48
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	28	105	52
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		2	22
Autres provisions		112	120
Provisions pour charges		1 617	1 562
Dépréciations		342	253
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		2 615	2 940

* La dotation au 31 décembre 2019 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes. En 2018 la dotation intégrait 737 millions d'euros au titre du contrat long terme avec Dutkerque LNG et portait par ailleurs sur d'autres contrats onéreux pour 163 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes sociaux

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 241 millions d'euros en 2019 (1 743 millions d'euros en 2018) 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 2019 s'explique notamment par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

Note 13 Résultat financier

EDF a fait évoluer la présentation de son résultat financier afin d'en améliorer sa lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon rétrospective sur l'exercice comparatif 2018, a les conséquences suivantes :

- Regroupement des gains et pertes de change latents et réalisés sur une unique ligne « Résultat de change » afin de donner une vision globale du résultat de change, en accord avec les évolutions contenues dans le règlement ANC 2015 sur les instruments à terme et opérations de couverture ;

- Détail de la ligne « Charges et produits d'intérêts et assimilés » afin de mettre en évidence le coût de la dette ;
- Regroupement des produits et pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement, en raison de leur poids financier relatif ;
- Intégration des reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges dans les dotations nettes aux provisions et transferts de charges en raison de leur nature proche.

(en millions d'euros)	2019	2018
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 427	2 804
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	757	607
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(1 483)	(1 590)
■ Charges sur dettes financières long terme après couvertures	(1 822)	(1 887)
■ Autres	339	297
Résultat de change	(145)	312
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(70)	(135)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(2 187)	(3 754)
■ Charge d'actualisation avantages au personnel	(614)	(574)
■ Charge d'actualisation provisions nucléaires ⁽³⁾	(1 988)	(2 365)
■ Provision sur TIAP ⁽⁴⁾	550	(604)
■ Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	495	301
RÉSULTAT FINANCIER	(1 701)	(1 756)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (556 millions d'euros en 2019 et 513 millions d'euros en 2018) ;
- C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (156 millions d'euros en 2019 et 116 millions d'euros en 2018) ;
- EDF Holding (société détenant EDF Trading) (581 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2019) ;
- PEF (88 millions d'euros en 2019 et 92 millions d'euros en 2018) ;
- EDF Immo (241 millions d'euros en 2019 et 130 millions d'euros en 2018) ;
- CTE (157 millions d'euros en 2019 et en 2018) ;
- EDEV (38 millions d'euros en 2019 et 926 millions d'euros en 2018 dont 740 millions d'euros suite à la cession de Dunkerque LNG) ;
- Dalix (90 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2019) ;
- Framatome (36 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2018)

(2) En 2019, ce poste intègre un produit de 24 millions d'euros (46 millions d'euros en 2018) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) En 2019, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires diminue sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel moins importante que sur la période comparée (2,3 % au 31 décembre 2019, 2,4 % au 31 décembre 2018 et 2,6 % au 31 décembre 2017).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2019 comparée à une évolution défavorable en 2018 principalement en fin d'année.

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2019, le résultat exceptionnel représente un produit net de 547 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 619 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 144 millions d'euros.

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.

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 2019 comprend 317 filiales dont notamment : Enedis, 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 une charge d'impôt de (605) millions d'euros au titre de l'exercice 2019 (756 millions d'euros de produit d'impôt en 2018).

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 850 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2019 ;
- une charge de 197 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 442 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE)

Les sommes perçues en 2019 au titre du CICE 2018 (43 millions d'euros) ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement. À partir du 1^{er} janvier 2019, le CICE est remplacé par un allègement de cotisations patronales pérenne, ciblé sur les bas salaires, afin de renforcer l'efficacité de la mesure sur l'emploi peu qualifié.

15.4 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF SA intègre dans ses positions latentes et différées, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(14 704)	(15 385)	681
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(2 624)	(1 067)	(1 557)
■ Autres	(595)	(404)	(191)
Total actif d'impôt – taux de droit commun	(17 923)	(16 856)	(1 067)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 256	3 758	(1 502)
■ Autres	2 547	2 149	398
Total passif d'impôt – taux de droit commun	4 803	5 907	(1 104)
■ Plus valeur en sursis d'imposition	-	-	-
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(15)	-	(15)
Total actif d'impôt – taux réduit	(15)	-	(15)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(13 135)	(10 949)	(2 186)
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	3 369	3 099	270
Créance future d'impôt au taux réduit	2	-	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

6. États financiers

Comptes sociaux

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2019
Logiciels	1 832	309	32	2 109
Autres	259	27	4	282
Immobilisations incorporelles	2 091	336	36	2 391
Terrains	111	11	5	117
Constructions et agencements de terrains	10 875	784	46	11 613
Tranches de production nucléaire	58 378	3 988	1 206	61 160
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 236	363	189	13 410
Réseau du domaine propre	1 052	19	-	1 071
Autres immobilisations corporelles	1 674	120	72	1 722
Immobilisations corporelles du domaine propre ⁽¹⁾	85 326	5 285	1 518	89 093
Terrains	47	1	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 166	93	11	10 248
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 612	71	14	1 669
Réseau du domaine concédé	2 866	170	17	3 019
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾	14 711	335	42	15 004
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	17 265	5 867	5 376	17 756
Immobilisations incorporelles ⁽³⁾	776	494	344	926
Avances et acomptes versés sur commandes	3 073	5	48	3 030
Immobilisations en cours	21 114	6 366	5 768	21 712
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽⁴⁾	123 242	12 322	7 364	128 200

(1) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent la mise en service en 2019 de 35 Diesels d'Ultime Secours (DUS) pour 1 224 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de « Grand carénage » 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 388 millions d'euros au 31 décembre 2019.

(4) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2019 est de 11 373 millions d'euros * (soit 11 122 millions d'euros en immobilisations en cours et 251 millions d'euros 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 422 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 611 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 340 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2019 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 64 millions d'euros.

* Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2019
Logiciels	950	257	32	1 175
Autres	124	10	4	130
Immobilisations incorporelles	1 074	267	36	1 305
Terrains et constructions	7 338	284	46	7 576
Tranches de production nucléaire	40 379	2 549	1 394	41 534
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 641	537	181	8 997
Réseau du domaine propre	502	30	-	532
Autres immobilisations corporelles	1 061	135	63	1 133
Immobilisations corporelles du domaine propre	57 921	3 535	1 684	59 772
Terrains et constructions	6 479	146	7	6 618
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 066	31	13	1 084
Réseau du domaine concédé	1 200	79	15	1 264
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	8 755	256	35	8 976
Immobilisations corporelles en cours	177	25	108	94
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	67 927	4 083	1 863	70 147

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 dits « 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 5,1 % au 31 décembre 2019. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, 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.

Les hypothèses de rémunération de capacité retenues pour le test sont en hausse par rapport à l'exercice précédent en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2019 s'élève à 19,5 euros du kilowatt.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 2.1.1) c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la ré-estimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros₂₀₁₉, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en charges d'exploitation.

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. La marge du test est en augmentation par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2018, l'augmentation des coûts et le décalage de mise en service de Flamanville 3 étant plus que compensés par des effets favorables essentiellement liés à la diminution du taux d'actualisation et à l'effet positif de sortie des flux de l'exercice 2019.

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 2019 intègre également en sensibilité les propositions de la fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, sans modification des conclusions du test.

6. États financiers

Comptes sociaux

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2019	Montants cumulés au 31/12/2018
Participations ⁽¹⁾	59 479	59 207
Créances rattachées aux participations	53	51
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	22 350	20 790
Autres titres immobilisés	273	286
Créance CSPE ⁽³⁾	684	2 060
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	12 026	10 485
Total valeur brute des immobilisations financières	94 865	92 879
Dépreciations des participations et créances rattachées	(578)	(307)
Dépreciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁵⁾	(220)	(716)
Total dépréciations	(798)	(1 023)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	94 067	91 856

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- une valorisation complémentaire des titres Framatome pour un montant de 40 millions d'euros. Au 31 décembre 2019, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 2 028 millions d'euros, y compris frais d'acquisition ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Puissance Croissance Holding à hauteur de 55 millions d'euros au cours du 1^{er} semestre 2019 ;
- des prises de participation effectuées par EDF Invest (voir note 3.8.2.5) comprenant notamment :
 - la souscription à l'augmentation de capital de C73 détenant des parcs solaires aux États-Unis pour un montant de 143 millions d'euros intégralement affectée aux actifs dédiés ;
 - la souscription à l'augmentation de capital de C74 détenant des parcs éoliens aux États-Unis pour un montant de 123 millions d'euros partiellement affectée aux actifs dédiés ;
- la cession par EDF de 50 % plus une action de sa participation au sein de la filiale Dalkia Investissement pour une valeur comptable des titres de (137) millions d'euros en décembre 2019.

(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 619 millions d'euros sur l'exercice 2019 (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 2019 s'élèvent à 1 399 millions d'euros y compris intérêts (1 281 millions d'euros en 2018) (voir note 3.5), et sont conformes à l'échéancier de remboursement.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2019 est de 11 984 millions d'euros, dont 7 737 millions d'euros pour EDF International, 1 343 millions d'euros pour Dalkia, 1 249 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 717 millions d'euros pour PEI et 503 millions d'euros pour Enedra.

(5) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2019 comparée à une évolution défavorable en 2018 principalement en fin d'année ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13).

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2019	% du capital détenu	Capitaux propres 2018	Résultats de l'exercice 2018	Dividendes reçus en 2019	Chiffres d'affaires 2018
I. Filiales							
■ Sociétés Holdings							
EDF	6 891	-	100	6 328	-823	38	n.s.
EDF International	25 930	-	100	18 696	(577)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	973	125	88	762
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 111	622	n.s.	-
Société C3	11 196	-	100	11 482	164	156	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 653	254	241	-
EDF Group Support Services	n.s.	-	100	1	n.s.	n.s.	155
CTE	2 705	-	50,1	5 298	1/1	15/	-
C45	99	2	100	100	2	12	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	436	(1)	23	-
C73	143	-	100	-	-	-	-
C74	123	-	100	-	-	-	-
Autres	2 033	168	100	1 835	57	105	4
■ Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambenheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	100	502	(38)	n.s.	2 244
Enedis	2 700	-	100	5 265	596	556	14 396
Framatome	2 028	-	75,5	2 455	98	36	2 026
Edvance	12	-	80	22	13	5	335
À l'étranger							
Émosson	14	14	50	124	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	101	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	n.s.	-	50	/	n.s.	n.s.	4
■ Autres (GIE EIFER)	129	125	-	-	-	-	-
TOTAL I	59 285	449				1 417	

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)
CTE : société détenant à 100 % RTE

6. États financiers

Comptes sociaux

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations au 31/12/2019	% du capital détenu	Capitaux propres 2018	Résultats de l'exercice 2018	Dividendes reçus en 2019
I. Filiales						
Total I Report des filiales	59 285	449				1 417
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	73	35	257	(14)	-
Dalkia Investissements	63	56	49,9	86	n.s.	-
Total II.1	193	129				-
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	107	5	n.s.
Total II.2	1	-				-
Total II	194	129				-
Total brut des filiales et participations	59 479	578				1 417
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	58 901					

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	20 790	20 136	20 830	22 350	22 246	24 816

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2019, pour 22 246 millions d'euros d'actifs dédiés.

initialement affectées au contrat de liquidité ainsi que de 50 594 actions affectées à une offre réservée aux salariés de 2007, objectif devenu sans objet, soit un total de 3 697 507 actions à l'objectif de réduction de capital par annulation desdites actions.

18.5 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 pour une durée de 18 mois. Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme à la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018.

Le Président-Directeur Général, agissant sur délégation du Conseil d'administration, a décidé le 23 décembre 2019 de procéder, dans le cadre du programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale, à la réaffectation de 3 646 913 actions EDF

L'opération décrite ci-dessus s'est traduite par la comptabilisation d'une provision pour dépréciation des actions propres en résultat financier pour un montant de 14 millions d'euros tenant compte du cours de l'action en date du 23 décembre 2019. Ainsi, les 3 646 913 actions sont inscrites au bilan, en « Titres immobilisés », pour une valeur nette de 36 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Par ailleurs, les 50 594 actions ont, quant à elles, été maintenues au bilan en « Valeurs mobilières de placement », pour une valeur nette de 2 millions d'euros au 31 décembre 2019 dans l'attente de leur annulation (voir note 21).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2018	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2019	Dépréciations au 31/12/2019	Valeur nette au 31/12/2019
ACTIONS PROPRES	53	99	(91)	61	(14)	47

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2019 s'élève à 4 832 344 actions pour une valeur nette de 47 millions d'euros, dont 36 millions d'euros au titre des 3 646 913 actions concernées par l'objectif de réduction de capital par annulation.

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2019	Montants bruts au 31/12/2018
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	4	-	49	53	51
Créance CSPE	684	-	-	684	2 060
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	8 319*	2 382	1 325	12 026	10 485
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	9 007	2 382	1 374	12 763	12 596

* Dont 7,6 milliards d'euros à EDF International correspondant notamment à l'échéance de deux tirages sur des lignes de crédit de maturité 2023 et 2026. Ces tirages seront renouvelés sur l'exercice 2020.

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2019			31/12/2018		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 332	(4)	8 328	8 486	(6)	8 480
Autres matières premières	116	(20)	96	139	-	139
Autres approvisionnements	1 533	(221)	1 312	1 438	(183)	1 255
En cours de production et autres stocks	50	-	50	33	-	33
TOTAL STOCKS	10 031	(245)	9 786	10 096	(189)	9 907

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2019	Montants bruts au 31/12/2018
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	334	114	246	694	690
■ Créances clients et comptes rattachés					
Factures établies	2 210	-	-	2 210	2 064
Factures à établir ⁽¹⁾	13 429	-	-	13 429	13 354
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 479	23	186	5 688	5 676
Créances d'exploitation	21 118	23	186	21 327	21 094
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	783	726	1 163	2 672	2 605
Charges constatées d'avance	295	260	532	1 087	1 449
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	22 530	1 123	2 127	25 780	25 838

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2019.

(2) Elles comprennent 3 344 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 647 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (783 millions d'euros en 2018). 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. États financiers

Comptes sociaux

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation de l'exercice
Actions propres	2	3	(1)
OPCVM*	410	2 868	(2 458)
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	3 318	3 468	(150)
Obligations	8 206	7 969	237
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 757	2 430	327
Total valeur brute	14 693	16 913	(2 220)
Dépréciations	(3)	(52)	49
TOTAL VALEUR NETTE	14 690	16 861	(2 171)

* EDF a utilisé, conformément au Green Bond Framework, les fonds cantonnés en OPCVM de trésorerie ISR (Investissement Socialement Responsable) pour financer les investissements éligibles du groupe EDF, et a modifié la répartition de ses réserves de trésorerie en réduisant la part investie en OPCVM compte tenu de leur moindre rentabilité.

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation
Valeurs mobilières de placement	14 693	16 913	(2 220)
Disponibilités	4 714	4 619	95
Sous-total à l'actif du bilan	19 407	21 532	(2 125)
OPCVM en euros	(410)	(2 868)	2 458
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 068)	(2 202)	1 134
TCN en devises inférieurs à 3 mois	-	(175)	175
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(2 250)	(1 266)	(984)
Obligations	(8 206)	(7 969)	(237)
Actions propres	(2)	(3)	1
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 757)	(2 430)	(327)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(14 693)	(16 913)	2 220
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	(4 794)	(6 182)	1 388
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	(80)	(1 563)	1 483
Élimination de l'inodence des variations de change			(15)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(31)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			1 437

* Voir tableau de flux de trésorerie

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont 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 Eneedit, PEI, Solfo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont 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 2019 une perte de change de 1 305 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 994 millions d'euros au 31 décembre 2019 (767 millions d'euros au 31 décembre 2018) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;

- au dénouement en 2019 des dérivés de change internes avec la filiale EDF International pour un montant de soulie décaissé par EDF sur la période de 311 millions d'euros, tandis que les éléments couverts (dettes en devises) sont toujours présents au bilan d'EDF SA. Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé reste comptabilisé en écarts de conversion actif et sera reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert.

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 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
Affectation du résultat 2018	-	5	1 103	(1 108)	-	-	-
Résultat 2019	-	-	-	1 593	-	-	1 593
Augmentation de capital au 18/06/2019	20	431	-	-	-	-	451
Distribution de dividendes	-	-	1	(483)	-	-	(482)
Augmentation de capital au 17/12/2019	27	403	-	-	-	-	430
Acompte sur dividendes	-	-	(458)	-	-	-	(458)
Autres variations	-	1	1	-	(7)	(121)	(126)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2019	1 552	20 334	7 547	1 593	159	5 935	37 120

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2019, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros, composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,92 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions autodétenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

En décembre 2019, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2019 s'est traduit par une augmentation du capital social de 27 millions d'euros et une prime d'émission de 403 millions d'euros, suite à l'émission de 52 651 460 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 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 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 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 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes sociaux

Le 19 novembre 2019, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2019, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2019 s'élève à 27 millions d'euros.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2019, les autres fonds propres présentent un solde de 9 781 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants de 4 569 millions d'euros et 3 466 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 496 millions d'euros (500 millions d'euros en nominal net de 4 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.2.2).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 549 millions d'euros au 31 décembre 2019 (551 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

(en millions de devises)

Date d'émission	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	267	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 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)

	31/12/2019	31/12/2018
Contre-valeur des biens	106	108
Écarts de réévaluation	815	840
Amortissement de caducité	280	240
Concessions des Forces Hydrauliques	1 201	1 188
Contre-valeur des biens	1 839	1 746
Financement du concessionnaire non amorti	(1 157)	(1 073)
Amortissement du financement du concédant	344	332
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	7	6
Concessions de Distribution Publique*	1 033	1 011
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 234	2 199

* 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	31/12/2019
	31/12/2018	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation ^{(1) (2)}	Provision sans objet ⁽³⁾	Financières		
Provisions pour pertes de change ⁽²⁾	767	-	108	-	-	(107)	-	768
Provisions pour contrats déficitaires	1 446	427	39	(285)	(11)	-	-	1 616
Autres provisions pour risques	331	229	-	(216)	(40)	-	-	304
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	2 544	656	147	(501)	(51)	(107)	-	2 688

(1) Les reprises de provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 285 millions d'euros est principalement liée au contrat long-terme avec Dunkerque LNG pour 184 millions d'euros.

(2) Les provisions pour perte de change d'un montant de 768 millions d'euros au 31 décembre 2019 concernent principalement les emprunts hybrides.

(3) Voir notes 6 et 11.2.

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 de long terme ;

- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽³⁾	31/12/2019
	31/12/2018	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation ^{(1) (2)}	Provision sans objet ⁽³⁾		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 698	535	515	(823)	(67)	(35)	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	29	36	(29)	-	18	805
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	160	650	(232)	-	107	10 531
Provisions pour aval du cycle nucléaire	21 295	724	1 201	(1 084)	(67)	90	22 159
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	105	694	(141)	-	294	16 937
Provisions pour derniers cœurs	2 526	-	97	-	-	1	2 624
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	18 511	105	791	(141)	-	295	19 561
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	39 806	829	1 992	(1 225)	(67)	385	41 720

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 543 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2019 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 449 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2019 pour les provisions adossées à des actifs pour 361 millions d'euros.

(3) Voir notes 6 et 11.2.

6. États financiers

Comptes sociaux

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 reprendrait 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 UPI 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.

28.1 Provisions pour gestion du combustible utilisé

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 utilisé (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'arrêt 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. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

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, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2019 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement (soit 759 millions d'euros) 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 défini 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. Cette provision donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 38.2.4).

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 au 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 inertie sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le champ des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et les documents requis au titre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service transmis à l'ASN. Une mise en service d'ICEDA est attendue pour le premier semestre 2020.

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 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 (comprenant 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.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Déchets TFA et FMA	1 561	1 278
Déchets FAVL	330	292
Déchets HA-MAVL	8 640	8 276
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	10 531	9 846

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs, Cyclife France (pour le traitement des déchets) et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants. En 2019, une mise à jour des hypothèses des coûts et d'inventaires a été réalisée. Ces hypothèses ont fait l'objet d'une projection à long terme basée sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir. L'ensemble des effets liés aux travaux de mise à jour des devis conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 131 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

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 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 (PNGMDR) 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. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL reste en cours d'instruction et sera finalisé dans le cadre du PNGMDR.

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 HA-MAVL 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 antérieur 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 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.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DCS 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. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGECL, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est désormais prévue en 2020, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Après une phase industrielle pilote à horizon 2030, les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031. La provision n'est donc pas impactée par cette évolution de planning.

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

6. États financiers

Comptes sociaux

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 cavemine, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la

déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

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. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Les études 2019 se sont portées sur la préparation du dossier de démantèlement, avec pour objectif le dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

Le 30 septembre 2019, EDF a adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année (voir note 2.1.4).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	Dotations		Reprises		Autres ⁽¹⁾	
	2018	Exploitation	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation		2019
(en millions d'euros)						
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	2	488	(20)	294	13 244
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	103	206	(121)	-	3 693
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	15 985	105	694	(141)	294	16 937

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission FEON 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 inter-comparaison 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'Energie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffres n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGECC 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.

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. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Par ailleurs, le périmètre de la provision TFA FMA intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) et des ITGG (installations pour le traitement des Guides de Grappes) mis en service en 2019, entraînant un accroissement de la provision pour 43 millions d'euros.

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-Mahélie.

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.

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). Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel opéré en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

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) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis 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 le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2025.

Les retours de cette consultation dorénavant close ne devraient pas remettre fondamentalement en cause les projets de décision.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros (par contrepartie résultat), dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA). Les décisions définitives sont attendues pour 2020.

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 inductibles 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.

6. États financiers

Comptes sociaux

28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

28.5.1 Taux d'actualisation et taux d'inflation

Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

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'FOAT 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.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du consensus forecast sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des swaps d'inflation a été retenue.

Ainsi, compte tenu des durations longues des engagements nucléaires pour lesquels l'objectif d'inflation long terme est recherché, et de la volatilité en fonction de la date des swaps, l'hypothèse d'inflation moyenne est, au 31 décembre 2019, de 1,4 % (1,5 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018) soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 31 décembre 2019 (2,4 % au 31 décembre 2018).

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 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2019 est de 3,7 %.

Par un courrier en date du 12 février 2020, le ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont informé EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires :

- le plafond réglementaire du taux d'actualisation sera exprimé en valeur réelle et formulé comme le taux à terme ultime applicable à la date considérée (*Ultimate Forward Rate*) publié par l'Autorité Européenne des Assurances et des Pensions Professionnelles, majoré de cent cinquante points de base. Cette évolution interviendra de façon progressive et linéaire sur 5 ans à compter du 1^{er} janvier 2020, à partir d'une valeur de taux réel de 2,3 % ;
- l'obligation de dotation aux actifs entre 100 % et 110 % de taux de couverture pour compenser l'impact de changements d'hypothèses sur les provisions sera supprimée, tout en portant le seuil au-delà duquel les retraits sont possibles de 110 % à 120 %. L'obligation restante au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) restera néanmoins applicable. Aucune dotation n'est attendue au titre de l'année 2019 ;
- le délai de prescription des mesures nécessaires par l'autorité administrative, en cas de sous-couverture constatée, passera de 3 à 5 ans à compter de la date de clôture comptable enregistrant cette sous-couverture.

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.

	2019		2018	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	19 455	10 823	18 737	10 698
Reprise et conditionnement des déchets	1 243	805	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 372	10 531	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	53 070	22 159	50 901	21 295
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 134	13 244	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 428	3 693	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 331	2 624	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 893	19 561	31 677	18 511

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		31/12/2019	+ 0,20 %	-0,20 %	+ 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible usé	10 823	(228)	249	196	(215)
■ reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	/	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
■ derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	41 720	(1 645)	1 799	912	(1 025)

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 2019 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		Exploitation ^{(1) (4)}	Financières	Exploitation ^{(1) (4)}	Financières ⁽²⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	10 304	534	592	(748)	(271)	10 411
Avantages à long terme	936	140	21	(78)	-	1 019
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	11 240	674	613	(826)	(271)	11 430

(1) Dont 409 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 255 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (802) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (23) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

(4) Voir notes 6 et 11.2.

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 31/12/2018	26 897	(10 913)	15 984	(39)	(4 705)	11 240
Charge nette de l'exercice 2019	1 023	(271)	752	10	231	993
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	3 887	(1 596)	2 291	-	(2 291)	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 268)	465	(803)	-	-	(803)
SOLDE AU 31/12/2019	30 539	(12 315)	18 224	(29)	(6 765)	11 430

6. États financiers

Comptes sociaux

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2019 s'élevaient à 3 887 millions d'euros en lien principalement avec la variation du taux d'actualisation et d'inflation (4 244 millions d'euros), l'impact de la loi de financement de la sécurité sociale

2020 ((267) millions d'euro), la mise à jour des lois de salaire ((125) millions d'euro) et 16 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)	31/12/2019	31/12/2018
Coût des services rendus de l'exercice ⁽¹⁾	409	529
Charges d'intérêts (actualisation)	614	574
Rendement escompté des actifs de couverture	(271)	(267)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	99	241
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	132	(16)
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	993	1 071
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽²⁾	651	764
Résultat financier	342	307

(1) La diminution observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'évolution des hypothèses actuarielles au 31 décembre 2018 ; principalement l'évolution du taux d'augmentation des salaires (-0,1 %) et la hausse du taux d'actualisation (+0,4 %).

(2) En 2019, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 674 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (23) millions d'euros.

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Dotations		Reprises		31/12/2019
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	10 304	534	592	(748)	(271)	10 411
dont :						
Retraites	7 358	293	456	(590)	(260)	7 257
Charges CNIEG	453	7	10	(13)	-	457
Avantages en nature énergie	1 888	157	95	(122)	-	2 018
Indemnités de fin de carrière	(5)	36	13	(1)	(11)	32
Autres	611	41	18	(22)	-	648

(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 31/12/2019	29 519	(12 314)	(29)	(6 765)	10 411
dont :					
Retraites	22 576	(11 764)	-	(3 556)	7 257
Charges CNIEG	457	-	-	-	457
Avantages en nature énergie	4 847	-	-	(2 829)	2 018
Indemnités de fin de carrière	602	(534)	(13)	(23)	32
Autres	1 037	(16)	(16)	(357)	648

États financiers 6.
Comptes sociaux

(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 L.NIEG	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

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)

	31/12/2018	Dotations		Reprises	31/12/2019
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	936	140	21	(78)	1 019
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	799	122	18	(69)	870
Médailles du travail	118	15	3	(7)	129
Autres	19	3	-	(2)	20

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élèvent à 12 314 millions d'euros au 31 décembre 2019 (10 913 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 11 764 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière pour 534 millions d'euros.

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution favorable des marchés financiers notamment sur le marché obligataire.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)

	31/12/2019	31/12/2018
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	12 314	10 913
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	11 764	10 402
dont en % :		
Actions	31 %	27 %
Obligations et monétaires	69 %	73 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	534	496
dont en % :		
Actions	34 %	27 %
Obligations et monétaires	66 %	73 %
Autres actifs de couverture	16	15

6. États financiers

Comptes sociaux

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,30 % au 31 décembre 2019 (2,30 % au 31 décembre 2018) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,30 % au 31 décembre 2019 (1,50 % au 31 décembre 2018) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,5 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 2,55 % pour 2019 (2,37 % pour 2018) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,21 % pour 2019 (1,99 % pour 2018).

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 durations. La baisse notable du taux d'actualisation (100 bp) est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2019.

Jusqu'au 31 décembre 2018, l'hypothèse d'inflation retenue était 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. À partir de 2019, la baisse des prévisions rendant les projections du consensus forecast sur le court terme moins pertinentes, l'inflation déduite des swaps d'inflation a été retenue.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,4 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, ont fait l'objet d'une mise à jour sur 2019 par l'utilisation des évolutions de salaire constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels) en lieu et place des évolutions constatées sur la période 2010-2012 ajustées d'un coefficient d'abattement représentant la réduction des évolutions salariales prévues à long terme. Cette mise à jour n'a pas eu d'impact significatif sur l'évaluation des engagements.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des spécificités liées au régime des IEG.

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2018	Dotations exploitation	Reprises			31/12/2019
			Suite à utilisation	Sans objet	Autres	
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	83	69	(66)	(2)	-	84
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	268	11	-	(1)	(6)	272
■ aux autres charges	515	193	(178)	(14)	-	516
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	866	273	(244)	(17)	(6)	872

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2019	Montant brut au 31/12/2018
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	3 781	11 081	35 710	50 572	50 068
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 289	1 289	1 154
Autres emprunts	1 833	7	5	1 845	2 011
Dettes financières diverses				-	
■ avances sur consommation	1	5	20	26	26
■ autres dettes	1 439	-	-	1 439	1 385
Dettes financières (voir note 33)	7 054	11 093	37 024	55 171	54 644
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	7 050	-	-	7 050	7 134
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 572	108	40	7 720	7 447
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	8 357	-	-	8 357	8 157
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 172	-	-	2 172	2 670
Comptes créditeurs ⁽³⁾	14 072	1	-	14 073	14 955
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	32 173	109	40	32 322	33 229
Instruments de trésorerie	3 136	640	611	4 387	3 462
Produits constatés d'avance ⁽⁴⁾	610	915	1 587	3 112	3 116
TOTAL DETTES	50 023	12 757	39 262	102 042	101 585

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019 (6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(2) Au 31 décembre 2019, ce poste inclut un montant de 1 463 millions d'euros au titre de la CSPÉ à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 521 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes-courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales.

(4) Au 31 décembre 2019, 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 1 710 millions d'euros (1 663 millions d'euros en 2018). 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 Exellium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

6. États financiers

Comptes sociaux

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2018	Nouveaux Emprunts	Rembour- sements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2019
Emprunts (en euros)	1 013	-	(181)	-	-	832
Emprunts (en devises)	16 329	-	(2 860)	295	-	13 764
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en euros) ⁽¹⁾	19 983	1 250	(300)	-	-	20 933
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en devises) ⁽²⁾	12 743	1 814	-	486	-	15 043
Emprunts obligataires	50 068	3 064	(3 341)	781	-	50 572
Emprunts long terme (en euros)	1 154	250	(115)	-	-	1 289
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 154	250	(115)	-	-	1 289
Titres de créances négociables (en euros) ⁽³⁾	955	-	(170)	-	-	785
Titres de créances négociables (en devises) ⁽³⁾	1 041	5	-	-	-	1 046
Emprunts contractuels à caractère financier	15	1	(2)	-	-	14
Autres emprunts	2 011	6	(172)	-	-	1 845
Total emprunts	53 233	3 320	(3 628)	781	-	53 706
Avances sur consommation	26	-	-	-	-	26
Avances et dettes financières diverses ⁽⁴⁾	108	18	(11)	-	338	453
Comptes bancaires créditeurs	184	-	-	-	(162)	22
Débets bancaires différés	29	-	-	-	(13)	16
Intérêts à payer	1 064	-	-	-	(116)	948
Total autres dettes financières diverses	1 385	18	(11)	-	47	1 439
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	54 644	3 338	(3 639)	781	47	55 171

(1) EDF a lancé une émission obligataire senior de 1,25 milliard d'euros le 2 décembre 2019 (voir note 2.2.4).

(2) EDF a lancé une émission de 2 milliards de dollars US d'obligation senior le 27 novembre 2019 (voir note 2.2.4).

(3) Les émissions sont présentées nettes des remboursements.

(4) Dont 338 millions d'euros au titre de la souche 2020 d'emprunt hybride pour laquelle EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 (dans le cadre d'une offre de rachat sur plusieurs souches d'obligations hybrides existantes) et d'ores et déjà classé en autres dettes financières au 31 décembre 2019.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 3 341 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance.

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		23 853		44		24 699		48 552		90
CHF	550	507	2	1	(550)	(507)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 680	29	16	(3 000)	(3 526)	4 385	5 154	100	10
HKD	2 416	276	1	1	(2 416)	(276)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 124	4	2	(137 000)	(1 124)	-	-	-	-
NOK	1 000	101	-	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	21 530	19 165	64	36	(21 530)	(19 165)	-	-	-	-
Total II – Autres devises		29 853	100	56		(24 699)		5 154	100	10
TOTAL I + II		53 706		100		-		53 706		100

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% 31/12/2019	% 31/12/2018		Montants	% 31/12/2019	% 31/12/2018
Emprunts Long Terme et EMTN	51 312			(23 632)	27 680		
Emprunts Court Terme	1 845			-	1 845		
Dette à taux fixe	53 157	99	99	(23 632)	29 525	55	55
Emprunts Long Terme et EMTN	549			23 632	24 181		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	549	1	1	23 632	24 181	45	45
TOTAL	53 706	100	100	-	53 706	100	100

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2019 un gain latent de change de 219 millions d'euros (296 millions d'euros au 31 décembre 2018) dont 26 millions d'euros concernant un emprunt perpétuel en livres sterling et

128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des Cross Currency Swaps.

6. États financiers

Comptes sociaux

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)	31/12/2019		31/12/2018	
	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	8 239	8 239	7 140	7 140
USD	3 294	3 294	2 795	2 795
GBP	3 661	3 661	4 845	4 845
JPY	-	-	-	-
Sous-total	15 194	15 194	14 780	14 780
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	29 756	24 095	22 438	22 982
CAD	205	305	325	190
USD	17 681	21 333	15 431	16 868
GBP	5 800	6 579	7 534	5 290
CHF	958	1 177	517	196
HUF	-	-	1	1
ILS	273	273	153	153
PLN	343	389	259	305
JPY	96	857	294	955
CNY	2	2	13	13
MXN	106	105	84	84
Autres	568	568	110	110
Swaps de capitaux long terme				
BRL	-	19	-	-
EUR	5 308	35 013	8 578	38 230
JPY	1 124	65	1 089	-
USD	20 985	3 128	24 284	3 995
GBP	13 035	2 234	12 001	4 358
CHF	507	-	488	444
ILS	93	93	89	89
PLN	14	10	9	5
NOK	101	-	100	-
MXN	-	12	-	11
HKD	276	-	269	-
Sous-total	97 231	96 257	94 066	94 279
3 – Swaps de titrisation	135	135	194	194
4 – Opérations sur valeurs mobilières	-	-	1 136	1 280
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	112 560	111 586	110 176	110 533
5 – Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	2	2	4	4
Produits pétroliers (en milliers de barils)	6 767	6 767	7 252	7 252

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2019 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2019	2018
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	160	114
Instruments de change	239	156
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	735	647
Instruments de change	359	172

* 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 2019 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	146	2 241
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et swaps de change	(20)	38
■ Cross Currency Swaps	1 190	906
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	39
■ Produits pétroliers	-	2
TOTAL	1 316	3 226

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2019, 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				31/12/2019	31/12/2018
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	12 807	18 845	11 904	11 169	54 725	53 865
Engagements liés aux opérations d'exploitation	6 008	13 509	10 936	7 489	37 942	40 081
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 034	10 405	8 352	7 290	29 081	32 232
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 974	3 104	2 584	199	8 861	7 849
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 049	3 959	459	173	7 640	6 902
Engagements liés aux opérations de financement	3 750	1 377	509	3 507	9 143	6 882
Engagements hors bilan reçus	2 238	9 955	602	258	13 053	13 268
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 234	888	602	258	2 982	2 941
Engagements liés aux opérations d'investissement	-	-	-	-	-	31
Engagements liés aux opérations de financement	1 004	9 067	-	-	10 071	10 296

6. États financiers

Comptes sociaux

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 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2019	31/12/2018
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 346	3 607	3 353	4 363	12 669	14 492
Achats de combustible nucléaire	1 688	6 798	4 999	2 927	16 412	17 740
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 034	10 405	8 352	7 290	29 081	32 232

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 aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 57 TWh pour l'exercice 2019 (53 TWh pour 2018), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2018), 30 TWh au titre de l'éolien (26 TWh pour 2018), 11 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2018) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2018).

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 2019 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La hausse de ces engagements porte notamment sur les Certificats d'Économie d'Énergie et sur les contrats de location.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La hausse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF porte notamment sur l'EPR de Flamanville 3.

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'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2019, d'EDF International pour 3 505 millions d'euros, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Energy pour 986 millions d'euros, d'Enedis pour 800 millions d'euros, d'Edison pour 799 millions d'euros et d'EDF Renouvelables pour 481 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 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 énergie climat, 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 150 TWh depuis le 1^{er} janvier 2020. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

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 est comptabilisée.

Note 37 Passifs éventuels

Contrôles fiscaux

Pour la période 2008 à 2017, 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 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008.

Pour les exercices 2012 à 2017, 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.

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 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 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. 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 depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

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.

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, immobilier et 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.

6. États financiers

Comptes sociaux

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.5).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 requise 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 dettes non cotées, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement.

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 note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2019, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 498 millions d'euros dont 6 090 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 2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019 (2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018) ;
- les participations d'EDF dans Terega, Portierbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madriña Red de Gas (MRG), Géosel, Central Skaf, Ecower SCI A et B, Nam Theun Power Company, des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Blicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme, Fallago Rig et Fenland) et des sociétés détenant des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (Millrose, Red Pine) aux États-Unis.

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.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2019 est la suivante :

	31/12/2019		31/12/2018	
	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	2 926	2 705	2 738
Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille ⁽²⁾	22 246	24 816	20 136	20 830
Autres titres immobilisés	2 623	2 965	2 156	2 385
Total actifs dédiés – immobilisations financières	27 574	30 707	24 997	25 953
VMP	192	192		
Total actifs dédiés – VMP	192	192		
Créance CSPE ⁽³⁾	684	688	2 060	2 080
Total actifs dédiés avant couverture	28 450	31 587	27 057	28 033
Instruments de couverture et autres éléments ⁽⁴⁾	(5)	31	(369)	(344)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE ⁽⁴⁾	28 445	31 624	26 688	27 689

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. Au 31 décembre 2019, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(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 2019 ainsi qu'au 31 décembre 2018.

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

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. 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 2018.

Des retraits pour un montant de 442 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2019 (403 millions d'euros en 2018).

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative

avait 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. Les dotations aux actifs dédiés se sont ainsi élevées en 2019 à 540 millions d'euros en valeur de réalisation (387 millions d'euros en 2018) (voir note 38.2.5). Il s'agissait de dotations en titre et non en numéraire. L'obligation restante au 1^{er} janvier 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 s'élève à 797 millions d'euros. Conformément au courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 28.5.1), cette obligation devra être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'est à effectuer au titre de l'année 2019.

À horizon de 10 ans, les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₄₉) :

- à 15 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;

- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période i.e. en euros₂₀₉₉) :

- à 37 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;

- à 93 % pour la déconstruction.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Provision pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 152	1 067
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	9 846
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	805	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	15 985
Provisions derniers coûts – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	550	518
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	29 975	28 167

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2019

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés, composée d'environ un tiers d'actifs non cotés au lieu d'un quart, EDF SA avait acquis, en décembre 2018, la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée aux actifs dédiés à cette date, dans le périmètre d'EDF Invest. Le reste a été doté sur l'exercice 2019. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (Mirose, Red Pine) aux États-Unis, dont une partie a été

dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019. La dotation totale sous la forme d'apports d'actifs s'est ainsi élevée à 540 millions d'euros en 2019 en valeur de réalisation.

Au 31 décembre 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 857 millions d'euros dont 1 238 millions d'euros dans le résultat financier et 619 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (823 millions d'euros), des reprises de provisions sur obligations et OPCVM liées à l'évolution favorable des marchés (433 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (619 millions d'euros).

6. États financiers

Comptes sociaux

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF en valeurs brutes ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽²⁾			
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
ATMEA	133					
CTE (ex C2S)		251		158		
Framatome		114		421		
EDF Energy		83		112		2
EDF Renouvelables	1 249					10
EDF International	7 737					142
EDF Trading		1 237		1 212		5
Edison						2
Enedis	503	111		1 796		5
Dalkia France	1 343			128		34
Groupe FEI	717			66		16
Luminus	56					1
Edvance		55				
EDF Publi Croissance Holding	60					
Citelum	81					2
Compte courant ⁽³⁾				1 762		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 091		(11)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾			9 450		(3)	
Convention d'intégration fiscale				1 260		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont SOFID pour 533 millions d'euros et Enedis pour 443 millions d'euros.

(3) Dont C3 pour 3 614 millions d'euros, EDF Trading pour 1 629 millions d'euros et EDF Développement Environnement pour 837 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,58 % du capital d'EDF au 31 décembre 2019. 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.

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 ;
- fluoration : contrat Orano Cycle ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Cycle.

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 28.

Note 40 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 versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2018 et 2019 se décompose comme suit :

(en euros)	2019	2018
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	453 660	452 868
Administrateurs ⁽²⁾	440 000	429 248

(1) Le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a maintenu la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2019, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2018.

(2) L'Assemblée générale convoquée le 15 mai 2018 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle de 500 000 euros au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale. Sur ce montant, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de verser aux administrateurs la somme de 440 000 euros, selon les règles de répartition en vigueur.

Note 41 Événements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

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) ⑦後発事象」および「第3 3 (3) ⑨後発事象」ならびに2019年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記52および個別財務諸表の注記41を参照。

(2) 訴訟

本項は、連結財務書類の注記50に記載されているもの以外の主な訴訟手続、および財務書類の承認から2020年3月13日までの間に生じた当該手続の重要な進展について記載している。

以下に記載されたものおよび2019年度の連結財務書類の注記に記載されたもの以外に、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（当社が認識している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。

フランスの競争当局（ADLC）による調査

フランスの競争当局は現在、2つの別の事件についてEDFを調査している。1つ目の調査は、特に、EDFが規制料金での顧客のエネルギー消費量に関するデータの提供を拒んだために、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提案することができなかったとして、Xélanが2016年10月17日に提訴したことを受けて行われた。この訴訟提起を受け、フランスの競争当局は、2016年11月22日および23日に、EDFおよびその子会社数社の敷地内で捜査押収活動を実施した。EDFおよびその子会社は、これらの手続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日付の命令および2019年1月10日付の命令により、ヴェルサイユ控訴院長は、当該捜査活動を認める命令に対する異議申立ておよび当該捜査活動の実施方法に対する異議申立てを棄却した。EDFおよびその子会社は破毀院に上訴したが、本件は係属中である。2つ目の調査は、エネルギー小売供給市場におけるEDFの商慣行に関するもので、特に、EDFが、緑色および黄色の規制料金によりエネルギー供給を受けていた顧客に関して、当該料金の廃止に伴い、2015年末から顧客データへのアクセスを要求した電力供給業者に対して当該データへのアクセスを認めた状況について、ENGIEが提訴したことを受けて行われた。

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、手続の結果を示すものではない。

CRE／REMITの調査

2016年12月1日、CRE（フランスの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CoRDIs（紛争調停および制裁に関する委員会）に付託した旨の通知を行ったが、手続の結果を示すものではない。

発電手段に関する行政許可に対するNGOおよび団体による申立て

当グループの発電手段に関するいくつかの許認可（ASN（原子力安全当局）、県による決定、政令、命令等）について、主に環境団体により裁判所に異議申立てがなされている。

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. 日本の会計原則とIFRSとの相違

EDFグループの2019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、2019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る組合等への出資については、その持分に係る資産および負債ならびに収益および費用を、原則として純額で計上することが定められている。

(c) 非支配持分および非支配持分に帰属する純利益の表示

IFRSでは、非支配持分は連結貸借対照表および連結自己資本変動計算書上、自己資本の一項目として表示される。連結損益計算書上の「グループの純利益」および「純利益および自己資本直入損益計算書」の「純利益および自己資本直入損益」には親会社の純利益および非支配持分に帰属する純利益の両方が含まれる。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、当期純損益には非支配株主に帰属する当期純損益が含まれるが、非支配株主持分は子会社の資本のうち親会社に帰属しない部分であり、連結貸借対照表および連結株主資本等変動計算書上では株主資本とは区別される。

(2) 企業結合

(a) 子会社の資産および負債の評価ならびに非支配持分の算定

IFRSでは、IFRS第3号「企業結合」により、子会社の資産および負債は結合日時点の時価により評価され、非支配持分は当該時価に非支配持分割合を乗じて算出される（全面時価評価法）。非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）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。

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、早期適用も認められている。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され、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) 契約にリースが含まれているか否かの判定

IFRS第16号に基づいて、契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合には、当該契約はリースであるかリースを含んでいるとされる。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識別された取決めは、当グループによりリースとして取り扱われ、IFRS第16号を参照して分析される。

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) 借手としてのリース契約の認識

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、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用権資産（「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」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用権資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の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、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、リース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ものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用権資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、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、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

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」により、リース取引は、「特定の物件の所有者たる貸手が、当該物件の借手に対し、合意された期間にわたりこれを使用収益する権利を与え、借手は、合意された使用料を貸手に支払う取引」と定義されている。借手は、リース取引をファイナンス・リース取引とそれ以外の取引（オペレーティング・リース取引）に区分する。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・リースと判定される。ファイナンス・リース取引については、リース資産およびリース債務を、原則として、リース契約締結時に合意されたリース料総額からこれに含まれている利息相当額の合理的な見積額を控除する方法により計上する。当該利息相当額については、原則として、リース期間にわたり利息法により配分する。オペレーティング・リース取引については、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行う。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の実務対応報告第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」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定められている。

(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金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。

なお、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の会計基準における取り扱い、企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等（下記(b)参照）の適用開始に合わせて削除される。同会計基準等の適用開始以降は、市場価格のない株式等について、取得原価をもって貸借対照表価額とすることが求められる。

- ・ 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、2019年7月4日に企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」およびその適用指針である企業会計基準適用指針第31号「時価の算定に関する会計基準の適用指針」ならびに関連する基準および適用指針の改正（合わせて「本会計基準等」）が公表され、2021年4月1日以後開始する連結会計年度および事業年度の期首からの適用が求められており、早期適用も認められている。本会計基準等はIFRS第13号「公正価値測定」の定めを基本的にすべて取り入れているが、適用範囲を金融商品およびトレーディング目的で保有する棚卸資産とし、これまで日本で行われてきた実務等に配慮し、財務諸表間の比較可能性を大きく損なわせない範囲で、個別項目に対するその他の取扱いを定めている。

本会計基準等が公表されるまでは、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た。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た。また、公正価値の階層に関する会計基準は基準化されていなかった。

(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。

・ 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が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（企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等の適用開始以降は、その他有価証券のうち、市場価格のない株式等以外のもの）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

IAS第19号「従業員給付」では、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。

同基準に基づき、EDFグループの従業員給付引当金は以下のように評価および認識されている。

- ・ 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

IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」では、キャッシュ・フロー計算書の「財務活動によるキャッシュ・フロー」区分に記載された貸借対照表上の負債および金融資産の変動の調整表に利用可能な情報を、資金変動と非資金変動に区分して開示することを会社に求めている。

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。

(19) 法人所得税の税務処理に関する不確実性

IFRSでは、IFRIC第23号を適用して、法人所得税の取扱いに不確実性が伴う場合には、税金資産または負債が認識される。選択した取扱いを税務当局が認容しない可能性が高いと当グループが考える場合には税金負債を認識し、既に支払済みの税金を税務当局が還付する可能性が高いと考える場合には税金資産を認識する。これらの不確実性に関連する税金資産および負債は、ケースごとに見積られ、実現可能性が最も高い金額ないし想定される様々な結果の加重平均により計上される。これらの税金資産および負債は、繰延税金に含まれる。

日本では、企業会計基準第27号「法人税、住民税及び事業税等に関する会計基準」において、過年度の所得等に対する法人税、住民税及び事業税等の更正等による追徴および還付の場合の当該追徴税額及び還付税額、または、更正等により追徴税額を納付したが当該追徴の内容を不服として法的手段を取る場合の還付税額の認識の閾値が定められている。同基準に基づき、当該追徴税額または当該還付税額を合理的に見積もることができる場合には、誤謬に該当する場合を除き、追徴される可能性が高い場合及び還付されることが確実に見込まれる場合に、それぞれ当該追徴税額および還付税額を損益に計上することが求められている。そのため、認識の閾値は、追徴の場合と還付の場合とで異なっている。更正等による追徴税額及び還付税額は、法人税、地方法人税、住民税及び事業税（所得割）を表示した科目の次に、その内容を示す科目をもって表示する。

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、評価差額は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券は、当該有価証券が債券である場合は取得原価または償却原価から貸倒見積額を控除した金額で計上され、当該有価証券が債券以外である場合には取得原価で計上される。なお、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の会計基準における取り扱い、企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等の適用開始に合わせて削除される。同会計基準等の適用開始以降は、市場価格のない株式等について、取得原価をもって貸借対照表価額とすることが求められる。

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、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、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 2018年1月1日 至 2018年12月31日)	2019年6月28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 2019年1月1日 至 2019年6月30日)	2019年9月30日関東財務局長に提出
(ハ) 発行登録書 発行登録書およびその添付書類	2019年6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 2019

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 2019, 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 2019 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, 1.3.13 et 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés, qui exposent les effets de la première application de la norme IFRS 16 "Contrats de location", norme adoptée par l'Union Européenne et applicable pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.2.2, 1.3.15.2, 1.3.20.1, 4.1, 32.1 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit**Réponses apportées**

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 41 720 millions d'euros, dont 22 159 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 561 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, 1.3.20.1 et 32.1. 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 les notes 4.1 et 32.1 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 1.3.15.2. et 48). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 31 624 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 29 844 millions d'euros) au 31 décembre 2019, 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 qu'avec 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 21 134 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 13 244 millions d'euros en valeur actualisée (notes 32.1.3 et 32.1.5.2).

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 1.3.15.2.

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 32.1.5.2).

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, 1.3.14, 14 et 26 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Réponses apportées

Au 31 décembre 2019, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent des montants significatifs des comptes. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le Groupe EDF opère.

Les notes 1.3.2.4, 1.3.14 et 14 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.

Nous avons par ailleurs apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur de réalisation, tels que décrits dans les notes 2.3, 3.2.2 et 46 relatives aux actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.14, 14 et 26 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, aux vérifications spécifiques prévues 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 2019, KPMG S.A. était dans la 15^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 18^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 15 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 13 février 2020

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

2019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2019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2019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、2019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、1.3.13および2.1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2019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16号「リース」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、1.3.15.2、1.3.20.1、4.1、32.1および48

監査上の主要な検討事項	対応
2019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41,720百万ユーロであり、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22,159百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する19,561百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記1.3.2.2、1.3.20.1および32.1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4.1および32.1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1.3.15.2および48）。専用資産の実現可能価額は、2019年12月31日現在31,624百万ユーロ（正味帳簿価額29,844百万ユーロ）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21,134百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は13,244百万ユーロである（注記32.1.3および32.1.5.2）。 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1.3.15.2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32.1.5.2）。

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、1.3.14、14および26

監査上の主要な検討事項	対応
2019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、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は、グループの自己資本の重要金額に相当する。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、1.3.14および14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。 私たちは、グループが決定した売却、ならびに売却目的保有資産および負債について注記2.3、3.2.2および46に記載した実現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1.3.14、14および26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 S.A.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。

2019年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で15年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で18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15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、2020年2月13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 2019

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 2019, 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 2019 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, 3.1, 18, 28 et 38 de l’annexe aux comptes annuels

Point clé de l’audit

Réponses apportées

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 41 720 millions d'euros, dont 22 159 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 561 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes 1.15.1 et 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 les notes 3.1 et 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 31 624 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 28 445 millions d'euros) au 31 décembre 2019, 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

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 qu'avec 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 21 134 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 13 244 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

davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

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 ou attribués 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 contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2019, KPMG S.A. était dans la 15^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 18^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 15 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 13 février 2020

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Laurent

Christophe Patrier

[次へ](#)

フランス電力

本社：ワグラム通り22－30、パリ75008

財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2019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2019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2019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、2019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、3.1、18、28および38

監査上の主要な検討事項	対応
2019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41,720百万ユーロであり、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22,159百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する19,561百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記1.15.1および28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3.1および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、2019年12月31日現在31,624百万ユーロ（正味帳簿価額28,445百万ユーロ）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21,134百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は13,244百万ユーロである（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、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1.7.2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、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条に掲げられた支払期限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（Code de Commerce）第L.225-37-5条に従って提供された公開買付または交換の申出があった場合に影響を与える可能性がある会社と判断した項目に関する情報について、私たちはこの情報を、入手した原始文書と照合した。これらの手続きに基づき、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。

その他の情報

フランスの法律に準拠して、私たちは、投資および支配権の購入ならびに株主および議決権保有者の識別に関して求められている情報が、経営報告書において適切に開示されていることを確認した。

その他の法律上および規制上の要求に関する報告

法定監査人の選任

私たちは、KPMG 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。

2019年12月31日現在、KPMG S.A.は連続契約年数合計15年目、デロイト・エ・アソシエは連続契約年数合計18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15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、2020年2月13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